

**AUTOCONSUMO COLETIVO EM COMUNIDADES DE
ENERGIA: Análise de Modelos de Partilha dos
Benefícios Baseado no Contexto dos Mercados de
Eletricidade Português e Brasileiro**

Juliana Loureiro Valentim Silva

**Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica, Área de Especialização em
Sistemas Elétricos de Energia**

Orientador: Dr. Sérgio Ramos (ISEP-GECAD)
Orientador: Dr. Rubiara Cavalcante Fernandes (IFSC)
Co-orientador: Dr. João Soares (ISEP-GECAD)

Júri:

Presidente:

Fernando Maurício Teixeira de Sousa Dias, Professor Adjunto, ISEP

Vogais:

Sérgio Filipe Carvalho Ramos, Professor Coordenador, ISEP

Rubiara Cavalcante Fernandes, Professor, IFSC

Ricardo Francisco Marcos Faia, Investigador, ISEP

Pedro Cesar Cordeiro Vieira, Professor, IFSC

Porto, Junho 2026

Ficha de Identificação da obra elaborada pelo autor, através do cadastro de ficha de identificação disponível no portal discente do Sistema Integrado de Gestão Acadêmica - SIGAA, do IFSC.

Silva, Juliana Loureiro Valentim

AUTOCONSUMO COLETIVO EM COMUNIDADES DE ENERGIA: Análise de Modelos de Partilha dos Benefícios Baseado no Contexto dos Mercados de Eletricidade Português e Brasileiro / Juliana Loureiro Valentim Silva ; orientador(a): Sérgio Ramos; Rubiapiara Cavalcante Fernandes ; coorientador(a): João Soares. -- Florianópolis : 2026. 104 p.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) - Instituto Federal de Santa Catarina, Campus Florianópolis. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2026.

Inclui referências.

1. Transição Energética. 2. Comunidades de Energia Renovável. 3. Eficiência Energética. 4. Partilha de Benefícios. 5. Desempenho Energético. I. Fernandes, Sérgio Ramos; Rubiapiara Cavalcante. II. Soares, João. III. Instituto Federal de Santa Catarina. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Este trabalho foi elaborado no âmbito da Unidade Curricular de TEDSEE - Dissertação/Estágio do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica com área de especialização em Sistemas Elétricos de Energia, do Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre. A presente dissertação foi desenvolvida no contexto do Projeto de Investigação Científica: “SAtComm: Sustainable Atlantic Communities”, apoiado pelo Programa Interreg Espaço Atlântico 2021-2027, através do Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER), sob a referência EAPA 0019/2022- SAtComm.

Aos meus pais, Solange e Gilberto,
que são as asas dos meus voos
e o porto seguro de todos os meus pousos.

Agradecimentos

Aos meus pais, Solange e Gilberto, por serem minhas maiores inspirações, meus exemplos de força e resiliência, e o alicerce que sustenta cada etapa da minha trajetória. Obrigada por nunca medirem esforços para me verem feliz e por tornarem possível a realização de tantos dos meus sonhos. Esta conquista também é de vocês.

Ao meu maior parceiro e amor, Pedro Antonio, pela cumplicidade, paciência e incentivo durante toda essa jornada. Obrigada por dividir as angústias e celebrar as vitórias junto comigo.

À minha melhor amiga, Beatriz Bender, que me acompanha e vibra por mim em todas as minhas conquistas. Obrigada por se fazer presente, mesmo à distância.

Às minhas amigas de vida, Mariana, Maria Alice e Vanessa, que, ao longo de tantos anos de amizade, sempre me apoiaram, deixando tudo mais leve e descomplicado.

Aos professores orientadores e coorientadores, Dr. Sérgio Ramos e Dr. João Soares, pela orientação e confiança depositada ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Ao professor orientador, Dr. Rubiapiara Cavalcante, por todo conhecimento compartilhado, pela atenção dedicada e pelo apoio constante ao longo de todo esse período.

À banca examinadora deste trabalho pela disponibilidade e empenho em avaliá-lo.

Ao Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), pelo programa de Dupla Titulação e pelas oportunidades acadêmicas e culturais enriquecedoras proporcionadas, fundamentais para minha formação e crescimento pessoal.

Ao Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC), pela excelência no ensino público ofertado e pelo constante incentivo à pesquisa, ao desenvolvimento de novas soluções e à inovação, instituição na qual realizei minha formação técnica em Eletrotécnica (2015–2018) e onde concluo minha graduação em Engenharia Elétrica.

A todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho, meu sincero agradecimento.

O correr da vida embrulha tudo,
a vida é assim: esquenta e esfria,
aperta e daí afrouxa,
sossega e depois desinquieta.
O que ela quer da gente é coragem.
(Guimarães Rosa)

Resumo

Atualmente, a transição para uma economia de baixo carbono e o desenvolvimento de sistemas sustentados por fontes renováveis são reconhecidos como prioridades estratégicas a nível global, estando alinhados às diretrizes internacionais relacionadas às metas da transição energética. Paralelamente, a crescente descentralização da geração de energia têm impulsionado o desenvolvimento de novos modelos de organização do setor elétrico mundial, entre os quais se destacam as Comunidades de Energia Renovável (CER). Essas comunidades promovem o autoconsumo coletivo por meio do compartilhamento da energia gerada localmente, incentivando a participação ativa dos consumidores, o aumento da eficiência energética e a integração de fontes renováveis no sistema. Enquanto países europeus, como Portugal, já dispõem de um enquadramento regulatório consolidado para esse modelo, no Brasil sua aplicação ainda se restringe aos mecanismos atualmente previstos para a Geração Distribuída (GD). Neste contexto, esta dissertação teve como objetivo analisar a aplicação de diferentes métodos de partilha dos benefícios entre os participantes em uma comunidade no contexto do mercado brasileiro de eletricidade, utilizando como referência a experiência regulatória e operacional de Portugal. Para isso, foi desenvolvido um estudo de caso baseado em dados reais de consumo e geração, no qual foram implementadas e avaliadas diferentes metodologias de partilha dos benefícios, bem como estratégias para melhoria do desempenho energético da comunidade. Os resultados demonstraram que as CERs representam uma alternativa tecnicamente viável e promissora para aumentar a eficiência energética, fortalecer a participação ativa dos consumidores e contribuir para a transição energética. Adicionalmente, verificou-se que mecanismos de partilha de energia e de gestão já regulamentados em Portugal podem servir como referência para a evolução do arcabouço regulatório brasileiro, fornecendo subsídios técnicos para a futura implementação das CER no país e para o desenvolvimento de um modelo mais eficiente de gestão da energia.

Palavras-chave: Transição Energética, Comunidades de Energia Renovável, Eficiência Energética, Partilha de Benefícios, Desempenho Energético.

Abstract

Currently, the transition towards a low-carbon economy and the development of systems supported by renewable energy sources are recognised as global strategic priorities, aligned with the international objectives of the energy transition. In parallel, the increasing decentralisation of electricity generation has driven the development of new models for organising the electricity sector, among which Renewable Energy Communities stand out. These communities promote collective self-consumption through the sharing of locally generated energy, encouraging the active participation of consumers, improving energy efficiency, and fostering the integration of renewable energy sources into the electricity system. While European countries, such as Portugal, already have a well-established regulatory framework for this model, its implementation in Brazil is still limited to the mechanisms currently provided for Distributed Generation. In this context, this dissertation aimed to analyse the application of different benefit-sharing methods among the participants of a community within the Brazilian electricity market, using the Portuguese regulatory and operational framework as a reference. To this end, a case study based on real electricity consumption and generation data was developed, in which different benefit-sharing methodologies, as well as strategies to improve the community's energy performance, were implemented and evaluated. The results demonstrated that Renewable Energy Communities constitute a technically feasible and promising alternative for improving energy efficiency, strengthening the active participation of consumers, and supporting the energy transition. Furthermore, it was found that energy-sharing and management mechanisms already regulated in Portugal can serve as a reference for the evolution of the Brazilian regulatory framework, providing technical support for the future implementation of Renewable Energy Communities in the country and for the development of a more efficient energy management model.

Keywords: Energy Transition; Renewable Energy Communities; Energy Efficiency; Benefit Sharing; Energy Performance.

Índice

1	Introdução	1
1.1	Contextualização	1
1.2	Motivação	3
1.3	Objetivos	4
1.4	Organização do Documento	5
2	Autoconsumo e Comunidades de Energia Renovável	7
2.1	Transição Energética e Estratégias para NetZero	7
2.2	Configurações de Autoconsumo de Energia	8
2.2.1	Autoconsumo Individual	9
2.2.2	Autoconsumo Coletivo	9
2.3	Comunidades de Energia Renovável	10
2.3.1	Modelos de Produção de Energia	12
2.3.2	Modelos de Sistemas de Armazenamento de Energia	13
2.3.3	Gestão e Partilha de Energia	15
2.3.4	Modelo <i>Peer-to-Peer</i>	18
2.4	Benefícios das Comunidades de Energia	20
2.5	Modelos Internacionais	21
3	Análise das Estruturas dos Mercados de Energia	27
3.1	Estrutura e Organização do Mercado Português de Eletricidade	27
3.1.1	Mercado Grossista	28
3.1.2	Mercado Retalhista	30
3.1.3	Mercados Locais de Energia	31
3.1.4	Enquadramento Legislativo para Comunidades de Energia	32
3.2	Estrutura e Organização do Mercado Brasileiro de Eletricidade	33
3.2.1	Ambiente de Comercialização Regulado	34
3.2.2	Ambiente de Comercialização Livre	35
3.3	Convergências e Divergências entre os Mercados	36
4	Estudo de Caso	41
4.1	Caracterização da Comunidade de Energia Analisada	42
4.2	Apresentação dos Cenários	45
4.3	Modelos de Partilha de Benefício	47
4.3.1	Divisão Igualitária	47
4.3.2	Divisão por Coeficiente Fixo	47
4.3.3	Divisão por Coeficiente Variável	48
4.4	Implementação da Simulação	49
4.5	Indicadores de Desempenho da Operação Avaliados	50

4.5.1	Autoconsumo	50
4.5.2	Autossuficiência Energética	50
4.6	Simulação e Análise dos Resultados	51
4.6.1	Cenário 1: Caso Base	51
4.6.2	Cenário 2: Partilha dos Benefícios por Divisão Igualitária.....	54
4.6.3	Cenário 3: Partilha dos Benefícios por Coeficiente Fixo.....	56
4.6.4	Cenário 4: Partilha dos Benefícios por Coeficiente Variável	59
4.6.5	Análise Comparativa dos Resultados	62
4.6.6	Avaliação de Estratégias para Melhoria do Desempenho Energético da CER ..	68
5	Conclusões	73
5.1	Contributos	75
5.2	Recomendações para Trabalhos Futuros	76

Lista de Figuras

Figura 1 - Exemplos de ACI Fonte: (ADENE, DGEG, 2022).	9
Figura 2 - Exemplo de ACC Conectada à RESP Fonte: (ADENE, DGEG, 2022).	10
Figura 3 - Modelo de Compartilhamento de Energia em uma CER Fonte: (Aruta <i>et al.</i> , 2023).	12
Figura 4 - Modelos de Produção de Energia numa CER Fonte: (Cunha, 2021).	13
Figura 5 - Modelos de Sistemas de Armazenamento de Energia numa CER Fonte: (Cunha, 2021).	14
Figura 6 - Integração de Veículo Elétrico à CER Fonte: (Cunha, 2021).	14
Figura 7 - Representação do processo de gestão e partilha de energia em uma CER Fonte: (ADENE, DGEG, 2022).	15
Figura 8 - Modelo da CER Estudada. Fonte: Elaborado pelo Autor.	42
Figura 9 - Curva de consumo por unidade ao longo dos meses. Fonte: Elaborado pelo autor.	43
Figura 10 - Curva de geração por unidade ao longo dos meses. Fonte: Elaborado pelo autor.	44
Figura 11 - Curva de consumo médio horário por unidade. Fonte: Elaborado pelo autor.	44
Figura 12 - Curva de geração média horária por unidade. Fonte: Elaborado pelo autor.	45
Figura 13 - Curva média horária de alocação dos benefícios no Cenário 1. Fonte: Elaborado pelo autor.	52
Figura 14 - Curva do comportamento médio horário da CER no Cenário 1. Fonte: Elaborado pelo autor.	52
Figura 15 - Curva média horária de alocação dos benefícios no Cenário 2. Fonte: Elaborado pelo autor.	54
Figura 16 - Curva do comportamento médio horário da CER no Cenário 2. Fonte: Elaborado pelo autor.	55
Figura 17 - Curva média horária de alocação dos benefícios no Cenário 3. Fonte: Elaborado pelo autor.	57
Figura 18 - Curva do comportamento médio horário da CER no Cenário 3. Fonte: Elaborado pelo autor.	57
Figura 19 - Curva média horária de alocação dos benefícios no Cenário 4. Fonte: Elaborado pelo autor.	60
Figura 20 - Curva do comportamento médio horário da CER no Cenário 4. Fonte: Elaborado pelo autor.	60
Figura 21 - Curva do autoconsumo médio horário da CER . Fonte: Elaborado pelo autor.	62
Figura 22 - Curva da autossuficiência média horária da CER. Fonte: Elaborado pelo autor.	63
Figura 23 - Curva da autossuficiência média horária para Prosumidores. Fonte: Elaborado pelo autor.	65
Figura 24 - Curva da autossuficiência média horária para Consumidores. Fonte: Elaborado pelo autor.	65
Figura 25 - Modelo da CER para o Cenário Complementar. Fonte: Elaborado pelo Autor.	69
Figura 26 - Curva Média Horária da Operação da CER. Fonte: Elaborado pelo Autor.	69

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Vantagens e Desvantagens dos Modelos de Partilha de Benefícios	18
Tabela 2 - Dados de consumo e geração da comunidade.....	43
Tabela 3 - Coeficientes de partilha proporcionais à geração de cada participante.....	48
Tabela 4 - Resultados Mensais da CER no Cenário 1.....	53
Tabela 5 - Índices de Autoconsumo e Autossuficiência da CER no Cenário 1.....	53
Tabela 6 - Resultados Mensais da CER no Cenário 2.....	55
Tabela 7 - Índices de Autoconsumo e Autossuficiência da CER no Cenário 2.....	56
Tabela 8 - Resultados Mensais da CER no Cenário 3.....	58
Tabela 9 - Índices de Autoconsumo e Autossuficiência da CER no Cenário 3.....	59
Tabela 10 - Resultados Mensais da CER no Cenário 4.....	61
Tabela 11 - Índices de Autoconsumo e Autossuficiência da CER no Cenário 4.....	61
Tabela 12 - Índices de Autoconsumo e Autossuficiência da CER.....	63
Tabela 13 - Montantes totais de excedentes de energia desperdiçados da CER.....	63
Tabela 14 - Estimativa do Benefício Financeiro da CER.....	67
Tabela 15 - Resultados Totais da Operação da CER.....	70
Tabela 16 - Estimativa do Benefício Financeiro da CER.....	70

Acrónimos e Símbolos

Lista de Acrónimos

AC	Autoconsumo
ACC	Autoconsumo Coletivo
ACI	Autoconsumo Individual
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i> (Sistema Comunitário de Armazenamento de Energia)
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEC	Comunidade de Energia Cidadã
CER	Comunidade(s) de Energia Renovável
CPE	Código Ponto de Entrega
EEG	<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz</i> (Lei de Energias Renováveis alemã)
EGAC	Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo
EMUC	Empreendimentos com Múltiplas Unidades Consumidoras
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ETI	<i>Energy Transition Index</i>
FEDER	Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída

GEE	Gases de Efeito Estufa
IA	Instalação de Armazenamento
IDAE	Instituto para a Diversificação e Poupança de Energia
IFSC	Instituto Federal de Santa Catarina
IPr	Instalação de Produção
ISEP	Instituto Superior de Engenharia do Porto
IU	Instalação de Utilização
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MIC	Mercado Intradiário Contínuo
MLE	Mercado Livre de Energia
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
NRECA	Associação Nacional das Cooperativas Elétricas Rurais (<i>National Rural Electric Cooperative Association</i>)
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia, Pólo Espanhol
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia, Pólo Português
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P2P	<i>Peer-to-Peer</i>
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PNEC	Plano Nacional de Energia e Clima
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
RAC	Regulamento de Autoconsumo de Energia Elétrica
REE	Red Eléctrica de España
REN	Redes Energéticas Nacionais
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público

RNC 2050	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMI	Sistemas de Medição Inteligente
SoC	State of Charge
TAR	Tarifa de Acesso às Redes
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UE	União Europeia
UPAC	Unidade(s) de Produção para Autoconsumo

1 Introdução

Neste capítulo, é feita uma introdução a temática desta dissertação, contextualizando e apresentando a motivação para a implementação e análise de diferentes modelos de partilha de benefícios em comunidades de energia. São expostos também, os principais objetivos e a estrutura do documento.

1.1 Contextualização

Atualmente, a crise climática é reconhecida como um dos maiores desafios globais a serem enfrentados. Este fenômeno, além de ameaçar a estabilidade ambiental, também impacta diretamente na saúde, economia e segurança das populações ao redor do mundo. Em 2019, o setor de produção de energia elétrica e calor representou aproximadamente 34% das emissões globais de Gases de Efeito Estufa (GEE), configurando-se como o principal contribuinte para as emissões associadas às atividades humanas em escala mundial (EPA, 2025).

Nesse contexto, iniciativas governamentais e sociais têm buscado por soluções sustentáveis para mitigar os impactos das mudanças climáticas, promovendo uma transição para sistemas energéticos mais limpos e resilientes (Marrasso, Roselli and Sasso, 2019). A transição energética e a descarbonização surgem como importantes soluções, enfatizando a redução de emissões de GEE e a substituição de combustíveis fósseis por fontes renováveis de energia (Pereira, Gomes and Vale, 2022).

O Acordo de Paris, adotado em 2015 por 196 partes, representa um marco histórico na governança climática internacional, estabelecendo metas ambiciosas para limitar o aumento da temperatura global a níveis abaixo de 1,5°C, em relação aos níveis pré-industriais (UNFCC, *n.d.*). Esse acordo reforça a importância de esforços globais coordenados para reduzir significativamente as emissões de GEE e promover a adaptação às consequências inevitáveis das mudanças climáticas (Parlamento Europeu, 2019). Entretanto, o alcance dessas metas exige mudanças estruturais nos sistemas de produção e consumo de energia, tornando essencial o

desenvolvimento de novos modelos e ferramentas regulatórias que incentivem a sustentabilidade e a eficiência energética.

Em Portugal, o setor elétrico é estruturado em dois segmentos distintos. O primeiro corresponde ao mercado regulado, que inclui as atividades de transmissão e distribuição de energia, reconhecidas como monopólios naturais. O segundo refere-se ao mercado liberalizado, no qual se inserem as atividades de produção e comercialização de energia, sujeitas à concorrência. Sob a ótica econômica, essa configuração de mercado visa promover maior eficiência na alocação, gestão e operação dos recursos envolvidos no setor.

No Brasil, o processo de liberalização do setor elétrico tem ocorrido de forma gradual, condicionado pelas especificidades estruturais do sistema elétrico, marcado por uma elevada complexidade operacional e por restrições regulatórias que limitam sua dinâmica. Embora o mercado livre brasileiro apresente uma trajetória de expansão, seu acesso permanece restrito a consumidores de grande porte, enquanto os consumidores residenciais continuam vinculados ao ambiente regulado.

Um modelo de mercado com geração predominantemente centralizada, associado à uma ampla extensão territorial do país, resulta em desafios relevantes quanto à operação e à coordenação do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). A rede de transmissão deve alcançar longas distâncias, interligando regiões com distintos perfis de geração e consumo de energia (ONS, 2024). Adicionalmente, no âmbito da Geração Centralizada (GC), restrições na capacidade de escoamento do sistema podem provocar variações nos preços entre os submercados de energia, o que dificulta a plena integração do sistema e podem afetar diretamente a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica (CCEE, 2024).

Em resposta a necessidade de descentralização do sistema elétrico, países de todo o mundo têm adotado novas políticas para transformar seus mercados. Surgem então, os conceitos de autoconsumo de energia e Comunidades de Energia Renováveis (CER) (RESCOOP, 2021). O conceito de CER destaca-se como uma estratégia inovadora para enfrentar os desafios associados à dependência de combustíveis fósseis e às mudanças climáticas. Essas comunidades permitem que cidadãos, empresas e instituições locais se organizem coletivamente para produzir, consumir, armazenar e partilhar energia renovável (Todeschi *et al.*, 2021). Além de possibilitar a redução de emissões de GEE, as CER promovem a democratização do acesso à energia, incentivando a autoprodução e garantindo preços mais acessíveis aos seus membros. Ao transformar consumidores passivos em *prosumers* ativos, as CER não apenas contribuem para a eficiência energética, mas também fortalecem a independência energética das comunidades, alinhando-se aos objetivos globais de sustentabilidade e da descentralização da energia (Sadik-Zada and Gatto, 2022).

Visando a modernização regulatória do setor português, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) estabeleceu, por meio do Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica nº 373/2021, a modalidade de autoconsumo coletivo, introduzindo dois novos agentes no setor elétrico: a Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo (EGAC) e as CER (ERSE, 2021). Esses

modelos regulatórios representam um avanço significativo na descentralização da produção e consumo de energia, criando oportunidades para que indivíduos e organizações se tornem agentes ativos na transição energética.

De acordo com o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC), o investimento em produção descentralizada de eletricidade por meio das CER, aliado à valorização de sistemas coletivos que reduzam os custos de manutenção, contribui para a diminuição das despesas com energia e alivia o orçamento dos usuários e membro da comunidade (APA, 2024). Nesse cenário, a energia solar fotovoltaica assumirá um papel central, e compreender as formas de implementação dessas comunidades, bem como avaliar suas vantagens e desvantagens, torna-se crucial para maximizar seu impacto positivo.

A análise comparativa entre as estruturas dos mercados de eletricidade de Portugal e do Brasil tem como foco entender os pontos de convergências no processo de desverticalização e na busca por maior eficiência no setor. Contudo, observa-se diferenças significativas quanto ao grau de liberalização e à estrutura competitiva. Enquanto Portugal apresenta um mercado completamente liberalizado e já incorpora mecanismos inovadores de interação entre os agentes, o Brasil permanece em estágio intermediário, com predominância dos consumidores ainda no ambiente regulado e avanço gradual no processo de abertura do mercado.

Nesse contexto, este trabalho propõe uma análise aprofundada das CER e da sua possível inserção no mercado brasileiro de eletricidade, utilizando como referência a experiência regulatória e operacional portuguesa. O estudo tem ênfase na avaliação dos diferentes modelos de implementação e estruturas de partilha de benefícios entre os participantes de uma comunidade, bem como na análise de estratégias voltadas à melhoria do seu desempenho operacional e energético, permitindo comparar seus impactos sobre o aproveitamento da geração local e a gestão da energia compartilhada.

Adicionalmente, a análise busca compreender qual configuração operacional apresenta os melhores resultados e maior atratividade sob as perspectivas de autoconsumo e autossuficiência energética para os participantes, considerando suas diferentes tipologias e papéis na comunidade. A partir da integração de aspectos técnicos, regulatórios e econômicos, este trabalho pretende contribuir para o aprofundamento das discussões sobre a implementação das CERs no Brasil, fornecendo subsídios técnicos para a evolução do modelo regulatório nacional e para o desenvolvimento de soluções que promovam uma maior eficiência energética, o fortalecimento da geração distribuída e a participação ativa dos consumidores na transição energética.

1.2 Motivação

O aumento das emissões de GEE e seus impactos já perceptíveis, evidenciam a necessidade de soluções urgentes e eficazes para transformar o sistema energético. Nesse cenário, o

autoconsumo coletivo e as CER emergem como respostas promissoras para a descentralização e descarbonização da produção de energia elétrica.

Ao explorar o papel estratégico das CER, este estudo busca contribuir para a compreensão de como estas iniciativas podem acelerar a transição para um sistema energético mais sustentável, eficiente, flexível, resiliente e focado na participação ativa dos consumidores.

Assim, esta dissertação é motivada pela necessidade de aprofundar a análise técnica e prática das CER, avaliando suas vantagens, limitações e impactos no contexto da transição energética. Ao investigar diferentes modelos de implementação e suas implicações econômicas e sociais.

Com base nesse contexto, esta dissertação busca contribuir para o avanço do conhecimento técnico sobre as CERs e para a discussão de sua aplicação no contexto brasileiro. Espera-se que os resultados obtidos forneçam subsídios para o desenvolvimento de modelos de implementação e para o aprimoramento do arcabouço regulatório nacional, reforçando o potencial das CER como instrumento para promover maior eficiência energética, ampliar a participação ativa dos consumidores e impulsionar a transição para um modelo energético mais sustentável.

1.3 Objetivos

O principal objetivo desta dissertação é a implementação e a análise de diferentes cenários de aplicação nas CER, com foco verificar métodos de gestão de energia entre os usuários. Dessa forma, pretende-se cumprir os seguintes objetivos específicos deste trabalho:

- a) Estudo e revisão da literatura afim de explorar conceitos sobre as diferentes configurações de autoconsumo coletivo e comunidades de energia renovável;
- b) Compreender as estruturas atuais dos mercados de eletricidade Português e Brasileiro;
- c) Mapear e analisar as leis e regulamentações que incentivam a formação de comunidades de energia e investigar a aplicabilidade dos modelos regulatórios adotados em Portugal como referência para implementação das CER no Brasil;
- d) Realizar uma análise prática através da implementação e avaliação de diferentes modelos e metodologias de partilha de benefícios entre os membros das CER;
- e) Contribuir e oferecer subsídios para o avanço da regulação brasileira no âmbito das CER.

1.4 Organização do Documento

Esta dissertação está estruturada em cinco capítulos, organizados de forma a proporcionar uma abordagem progressiva do tema, partindo de uma contextualização geral até a análise aprofundada do estudo de caso proposto.

O Capítulo 1 apresenta a introdução da dissertação, contemplando a contextualização do tema, a motivação para o desenvolvimento da pesquisa, os objetivos propostos e a organização do documento.

O Capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica relacionada ao autoconsumo e às Comunidades de Energia Renovável, abordando os principais conceitos que sustentam o trabalho, incluindo a transição energética, as diferentes configurações de autoconsumo, os modelos de gestão e partilha de energia, os sistemas de armazenamento, os benefícios proporcionados pelas comunidades de energia e as experiências internacionais de implementação do modelo.

O Capítulo 3 descreve a estrutura dos mercados de eletricidade de Portugal e do Brasil, apresentando suas características, formas de comercialização, enquadramentos regulatórios e mecanismos relacionados ao autoconsumo e às Comunidades de Energia Renovável. Ao final do capítulo, é realizada uma análise comparativa entre ambos os mercados, identificando suas principais convergências e divergências.

O Capítulo 4 apresenta o estudo de caso desenvolvido nesta dissertação. Inicialmente, é realizada a caracterização da comunidade de energia analisada, seguida da descrição dos cenários avaliados, dos modelos de partilha de benefícios e da metodologia de simulação adotada. Na sequência, são apresentados os indicadores utilizados para avaliação do desempenho da comunidade, bem como a análise dos resultados obtidos para os diferentes cenários e das estratégias propostas para a melhoria do desempenho energético da CER.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta as principais conclusões da investigação, destacando os contributos do trabalho para o estudo das Comunidades de Energia Renovável, as limitações da pesquisa e as recomendações para trabalhos futuros.

2 Autoconsumo e Comunidades de Energia Renovável

Este capítulo apresenta a fundamentação teórica que sustenta o desenvolvimento desta dissertação, abordando os principais conceitos relacionados ao autoconsumo de energia e às CER. Inicialmente, é contextualizado o papel dessas iniciativas no processo de transição energética, a ampliação da participação ativa dos consumidores e o fortalecimento da utilização de fontes renováveis. Em seguida, são apresentados os diferentes modelos de autoconsumo e as configurações que podem ser adotadas pelas CER, contemplando aspectos relacionados à produção, ao armazenamento, à gestão e à partilha de benefícios entre os participantes. Por fim, são discutidos os principais benefícios e objetivos associados às CERs, bem como exemplos de modelos internacionais já implementados, evidenciando diferentes abordagens para sua estruturação e funcionamento.

2.1 Transição Energética e Estratégias para NetZero

No contexto da transição energética europeia, as CER desempenham um papel estratégico, especialmente ao considerar a necessidade de uma abordagem integrada que contemple aspectos tecnológicos, sociais e ambientais. Conforme destacado por Igliński et al. (2024), a descentralização energética baseada em fontes renováveis diversificadas e dispersas fortalece a segurança do abastecimento ao permitir que clusters energéticos locais operem autonomamente. Essa autonomia é crucial para reduzir a vulnerabilidade do sistema energético europeu, especialmente após os desafios geopolíticos recentes relacionados ao fornecimento de gás natural (Hille, 2023). Além disso, a descentralização promove o protagonismo local, permitindo que cidadãos, cooperativas e agricultores sejam ativos produtores e gestores de energia, promovendo benefícios econômicos, ambientais e sociais diretos (Igliński et al., 2024).

No entanto, conforme enfatizado por Śmiech et al. (2025), o sucesso da transição energética depende de fatores além do avanço tecnológico. A inclusão de variáveis socioeconômicas, como

desigualdade de renda e desemprego, é fundamental para que a transição seja equitativa e efetiva no combate à pobreza energética. Esta última, na União Europeia, é um fenômeno multifacetado decorrente da interação entre baixos rendimentos, altos custos energéticos e ineficiência das habitações, refletindo desigualdades estruturais profundas (Śmiech et al., 2025). Portanto, políticas públicas devem ser concebidas com mecanismos explícitos de justiça social e equidade distributiva, alinhando-se aos princípios do Green Deal Europeu e do pacote legislativo *Fit for 55*, que reconhecem explicitamente o papel das CER na promoção da neutralidade carbônica até 2050 (Panarello & Gatto, 2023).

Nesse sentido, Arias et al. (2023) ressaltam que a descentralização dos sistemas energéticos contribui diretamente para aumentar a resiliência da rede, além de fortalecer o envolvimento comunitário, promovendo uma maior sustentabilidade ambiental e social. Ademais, a aplicação de ferramentas como o Energy Transition Index (ETI) e o índice "*Leave-no-one-behind*", que avaliam a sustentabilidade ambiental, a participação social e a inclusão equitativa, respectivamente, são essenciais para garantir uma abordagem holística da transição energética (Arias et al., 2023).

Finalmente, é importante reconhecer que a transição energética exige não apenas a substituição de fontes fósseis por renováveis, mas também uma reestruturação sistêmica fundamentada em princípios de circularidade e equidade. Esta perspectiva amplia a abordagem tradicional ao incluir a gestão eficiente de recursos e a minimização de resíduos, com destaque para materiais críticos como lítio e cobalto, essenciais para as tecnologias renováveis (Arias et al., 2023). Portanto, as CER devem ser concebidas e avaliadas não somente pelo seu potencial de produção energética, mas pelo seu impacto socioeconômico e ambiental, essencial para uma transição justa e sustentável.

2.2 Configurações de Autoconsumo de Energia

Entende-se por Autoconsumo (AC) todo o consumo estabelecido por energia elétrica proveniente de uma ou várias Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), sendo que a energia poderá ser consumida por um ou mais autoconsumidores (ADENE, DGEG, 2022). Esse conceito foi introduzido no regime jurídico português e é definido no Artigo 2.º, alínea d), do Decreto-Lei N.º 162/2019, de 25 outubro (Diário da República, 2019).

A UPAC é uma instalação destinada para a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis para autoconsumo. Além de consumir a energia produzida, o autoconsumidor também pode armazenar energia elétrica em baterias ou injetá-la na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) (E-REDES, *n.d.*).

Assim, o consumidor final passa a ter o direito de se tornar um prossumidor (pessoa que, simultaneamente, produz e consome energia) através de fontes renováveis em suas instalações, conforme as condições estabelecidas no Decreto-Lei n.º 15/2022. Esse decreto reforça o direito

do autoconsumidor poder armazenar ou vender o excedente de energia através dos mercados de eletricidade (Diário da República, 2022).

2.2.1 Autoconsumo Individual

O Autoconsumo Individual (ACI) ocorre quando a energia gerada é destinada exclusivamente ao consumo em uma única Instalação de Utilização (IU), ou seja, quando a UPAC está vinculada a um único Código Ponto de Entrega (CPE). Nessa modalidade, o proprietário da instalação tem a possibilidade de consumir toda a energia gerada ou, em caso de excedente, optar por armazená-lo, injetá-lo na rede ou vendê-lo (Diário da República, 2014).

De forma geral, o ACI é caracterizado por instalações em que há consumo ativo de energia elétrica, ou seja, com um CPE devidamente associado a um contrato de fornecimento em vigor (ADENE, DGEG, 2022). A Figura 1 ilustra dois exemplos de ACI com ligação à RESP.

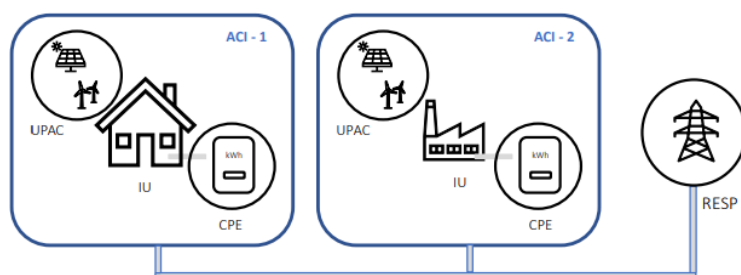


Figura 1 - Exemplos de ACI
Fonte: (ADENE, DGEG, 2022).

De acordo com a ERSE (2021), nessa configuração, é possível que o excedente de energia seja transacionado de três formas:

- a) Através de agregador, incluindo, supletivamente, o agregador de último recurso nos termos previstos no RRC;
- b) Diretamente, em mercado organizado ou através de contrato bilateral;
- c) Através de mecanismo de contratação da compra e venda de energia por comercialização entre pares, nos termos do RRC (ERSE, 2021).

2.2.2 Autoconsumo Coletivo

No Autoconsumo Coletivo (ACC), um grupo de, pelo menos, dois autoconsumidores com uma proximidade geográfica e elétrica máxima definida por norma dispõe da mesma UPAC (Diário da República, 2019). Logo, o consumo se mede em duas ou mais IU, sendo a UPAC associada sempre a mais de uma CPE (ADENE, DGEG, 2022).

A distribuição da energia produzida entre as IU pode ser feita através de rede interna, sendo isenta de pagamento, ou pela RESP ficando expostas ao pagamento da Tarifa de Acesso às Redes (TAR) e demais encargos (Diário da República, 2022). A Figura 2 respresenta um exemplo de ACC que utiliza a RESP para a conexão da UPAC com as IU.

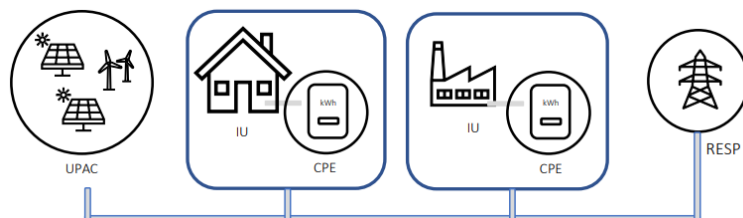


Figura 2 - Exemplo de ACC Conectada à RESP

Fonte: (ADENE, DGEG, 2022).

Se caracterizam como exemplos de ACC os autoconsumidores localizados em um mesmo edifício, condomínio de apartamentos ou moradias próximas, bem como unidades industriais, comerciais, agrícolas ou outras unidades consumidoras situadas em uma área delimitada (Diário da República, 2019). O ACC, por envolver a participação de diversos consumidores de energia, apresenta como principal vantagem a divisão dos custos de implementação e manutenção da UPAC entre seus membros participantes (Diário da República, 2022).

Na legislação portuguesa, destaca-se a figura da Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo (EGAC), responsável por intermediar as relações dos ACC ou das CER com os demais agentes do setor elétrico. Essa gestão ocorre sem que os membros percam seus direitos como consumidores, incluindo a liberdade de escolher seu próprio comercializador de energia. Os excedentes de produção de um ACC ou CER, que correspondem à soma dos excedentes individuais, são administrados pela EGAC. Essa entidade pode optar por vender o excedente no mercado ou direcioná-lo para o gestor de energia, um intermediário que conecta a geração local ao mercado (Villar, Mello and Lopes, 2023). Entre as atribuições da EGAC, destacam-se as seguintes responsabilidades:

- a) A prática dos atos de gestão operacional da atividade corrente, incluindo a gestão da rede interna, quando exista;
- b) A articulação com a plataforma eletrónica de gestão da DGEG;
- c) A ligação com a RESP e a articulação com os respetivos operadores, nomeadamente no que concerne a partilha da produção e respetivos coeficientes, quando aplicável;
- d) O relacionamento comercial a adotar para os excedentes; e) Outras funções que lhe sejam cometidos pelos autoconsumidores que façam parte desse ACC (ADENE, DGEG, 2022).

2.3 Comunidades de Energia Renovável

As CER representam uma abordagem inovadora e inclusive para a democratização do setor energético, promovendo o autoconsumo e a partilha local de energia proveniente de fontes renováveis (Sadik-Zada and Gatto, 2022). Esta modelo prioriza os benefícios ambientais, econômicos e sociais para seus membros e sua comunidade em geral, fugindo do foco no lucro financeiro (Diário da República, 2019). Dessa forma, as CER oferecem uma solução sustentável que reforça os princípios de descentralização e participação cidadã na gestão e produção de energia.

Através da implementação do Decreto-Lei 162/2019, o conceito de CER foi introduzido no regime jurídico português. Esta implementação deriva da Diretiva Europeia (EU) 2018/2001, que reforça a necessidade de promoção de energia renovável nos seus estados membros através do autoconsumo individual, coletivo e das comunidades de energia renovável (Parlamento Europeu, 2018).

Além da produção e comercialização de energia renovável, as CER desempenham um papel estratégico no consumo e armazenamento de energia elétrica (Aruta et al., 2023). O armazenamento é relevante para lidar com a intermitência característica das fontes renováveis, como solar e eólica, que dependem de condições naturais imprevisíveis, como a incidência de luz solar e a velocidade do vento. Logo, armazenar a energia excedente durante períodos de alta produção permite à comunidade gerir melhor seus recursos, assegurando o fornecimento contínuo mesmo em momentos de baixa geração. As CER, assim como o ACC, têm a capacidade de:

- a) Produzir, consumir, armazenar, comprar e vender energia renovável com os seus membros ou com terceiros;
- b) Partilhar e comercializar entre os seus membros a energia renovável produzida por UPAC ao seu serviço, com observância dos outros requisitos previstos, sem prejuízo de os membros da CER manterem os seus direitos e obrigações enquanto consumidores;
- c) Aceder a todos os mercados de energia, incluindo de serviços de sistema, tanto diretamente como através de agregação (ADENE, DGEG, 2022).

De acordo com o Porto Energy Hub (2024), o que difere as CER do ACC é, principalmente, a forma de organização. Enquanto o ACC se limita a atender às necessidades dos autoconsumidores que o compõem, as CER têm uma abordagem mais ampla e estruturada. Organizadas como uma pessoa coletiva, como cooperativas ou sociedades, elas podem incluir não apenas os autoconsumidores, mas também financiadores e gestores, e não precisam ser proprietárias das instalações consumidoras.

Entre outras vantagens das CER, destacam-se a divisão de custos iniciais, o que reduz o investimento por pessoa; a diminuição de riscos associados ao projeto, devido à maior previsibilidade de demanda; e o aproveitamento de espaços comuns ou externos, beneficiando especialmente moradores de áreas urbanas com limitações físicas para instalação de sistemas de energia renovável (ADENE, DGEG, 2022).

A integração entre os membros das CER, ilustrado na Figura 3, mostra como cada membro da comunidade pode compartilhar sua energia com os demais participantes, criando um ecossistema cooperativo de troca e utilização eficiente dos recursos energéticos. Essa abordagem fortalece os laços comunitários, ao mesmo tempo em que contribui para a redução de custos energéticos e das emissões de gases de efeito estufa, alinhando-se às metas globais de transição energética e sustentabilidade.

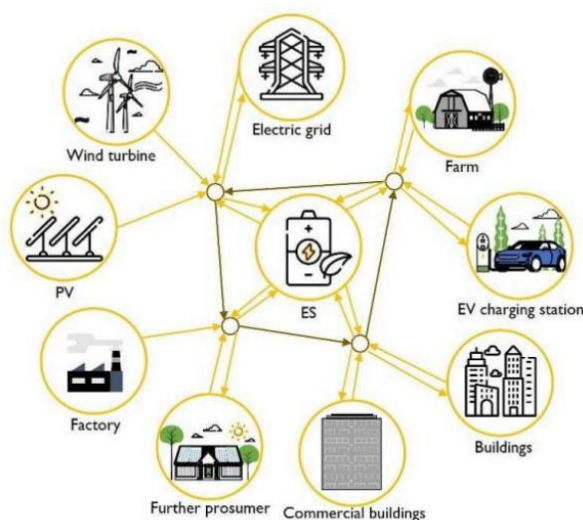


Figura 3 - Modelo de Compartilhamento de Energia em uma CER

Fonte: (Aruta *et al.*, 2023).

2.3.1 Modelos de Produção de Energia

Com base no Roteiro para a Neutralidade Carbonica 2050 (RNC 2050), a produção de energia em uma CER é oriunda de fontes renováveis, com destaque para a solar fotovoltaica, amplamente adotada por sua alta relação custo-benefício na geração de eletricidade (Governo Português, 2019). Nesse contexto, é comum que a UPAC de uma CER seja composta por um sistema de geração solar fotovoltaico.

O componente central de uma Instalação de Produção (IPr) é o módulo fotovoltaico, formado por células solares que utilizam o efeito fotovoltaico para converter a radiação solar em energia elétrica de forma direta e eficiente (Cunha, 2021). A localização desses equipamentos de produção de energia determina qual a estrutura da CER, podendo existir três configurações:

- a) Produção Autônoma: CER constituída por uma (ou mais) UPAC de grande dimensão dedicada exclusivamente à produção da energia comum a toda a comunidade;
- b) Produção Integrada: CER constituída por uma (ou mais) UPAC de pequena dimensão integrada nas instalações de consumo;

- c) Produção Híbrida: CER constituída por sistemas de produção com UPAC de grande dimensão e UPACs de pequena dimensão integradas nas IUs dos autoconsumidores.

Nessas configurações, as IPr podem ter ligação exclusiva à rede interna da CER ou estarem interligadas com a RESP. A Figura 4 ilustra cada uma das configurações de produção de energia de uma CER mencionadas anteriormente.



Figura 4 - Modelos de Produção de Energia numa CER

Fonte: (Cunha, 2021).

Da mesma forma que no ACC, com uso de redes internas que não dependam da RESP para transportar a energia elétrica, os membros da comunidade estão isentos da TAR. No entanto, quando a RESP é utilizada para o transporte de energia, o pagamento das TAR torna-se obrigatório, aplicando-se até o nível máximo de tensão envolvido (ADENE, DGEG, 2022).

2.3.2 Modelos de Sistemas de Armazenamento de Energia

Conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, é regulamentada a integração de dispositivos de armazenamento em sistemas de autoconsumo. Para a utilização de sistemas de armazenamento de energia associados às CER, é possível integrá-los tanto na instalação elétrica da UPAC, quando na própria IU. A localização do sistema de armazenamento influencia diretamente as obrigações relacionadas à instalação de equipamentos de medição, bem como ao cálculo de consumos, tarifas e perdas (ERSE, 2021). No contexto das CER, a Instalação de Armazenamento (IA) pode ser configurada de três maneiras distintas, dependendo de sua posição dentro do sistema, sendo elas:

- Sistema de Armazenamento Integrado à UPAC:** Unidade de Armazenamento instalada no mesmo barramento da UPAC de grandes dimensões, onde o carregamento de energia do banco de baterias é entendido como consume interno da UPAC;
- Sistema de Armazenamento Integrado à IU:** Unidade de Armazenamento integrada na IU do autoconsumidor, onde o carregamento do banco de baterias é entendido como consumo da IU e a descarga de energia, por sua vez, é considerada autoprodução da IU;
- Sistema de Armazenamento Integrado à IU com UPAC:** Unidade de Armazenamento integrada na IU do autoconsumidor que possui UPAC de pequena dimensão, podendo ser ligada numa rede interna ou diretamente à RESP.

De acordo com o Regulamento de Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC), caso um sistema de armazenamento de uma CER seja conectado diretamente à RESP, aplicam-se as mesmas regras estabelecidas para as UPAC conectadas à RESP. Nas configurações habituais, a IA está localizada na rede interna da CER, mas a conexão direta à RESP representa uma alternativa prevista pelo regulamento. Dessa forma, a Figura 5 apresenta as diferentes configurações de instalação de sistema de armazenamento numa CER citadas anteriormente.

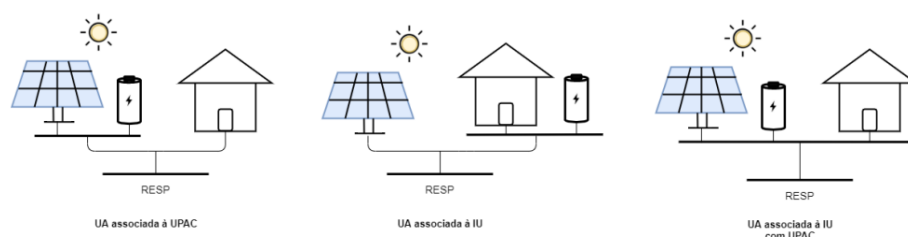


Figura 5 - Modelos de Sistemas de Armazenamento de Energia numa CER

Fonte: (Cunha, 2021).

A instalação de um sistema de armazenamento de energia numa CER oferece benefícios como o melhor aproveitamento da energia gerada pela UPAC. Além disso, permite ao consumidor armazenar energia em horários de menor custo e utilizá-la em horários de tarifa elevada, promovendo economia na fatura de energia (Cantane, Ando Junior and Hamerschmidt, 2020).

De acordo com o Decreto-Lei 162/2019, a definição de armazenamento de energia inclui também a energia acumulada em veículos elétricos, desde que estes estejam conectados a postos de carregamento bidirecionais associados à IU (Diário da República, 2019). A Figura 6 ilustra a integração de um veículo elétrico à CER. Esses postos, que integram veículos elétricos à rede interna da CER, diferenciam-se dos postos de carregamento convencionais vinculados à RESP.

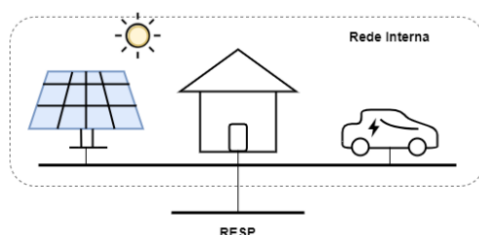


Figura 6 - Integração de Veículo Elétrico à CER

Fonte: (Cunha, 2021).

A principal característica que distingue as baterias de veículos elétricos das demais unidades de armazenamento, é a sua mobilidade. Esse desacoplamento físico em relação às UPACs impede a garantia do carregamento desse veículo ser proveniente de fontes renováveis. Em função dessas especificidades, a ERSE propõe a aplicação de coeficientes de repartição específicos para as baterias de veículos elétricos e sugere que elas sejam classificadas como IU, com a

possibilidade de serem atribuídos coeficientes de repartição pela EGAC, assegurando uma gestão mais adequada dentro do modelo de operação das CER (ERSE, 2021).

2.3.3 Gestão e Partilha de Energia

A gestão da energia produzida localmente na CER depende da utilização de Sistemas de Medição Inteligente (SMI), que são fundamentais para garantir que a energia gerada por fontes renováveis seja distribuída de forma eficiente e justa entre os membros da comunidade. Para isso, cada autoconsumidor precisa ter um sistema de medição com leitura remota, permitindo a comunicação com um sistema central que agrega informações sobre o fluxo de energia na rede (Villar, Mello and Lopes, 2023). A Figura 7 apresenta, de forma simplificada, o processo de gestão e partilha da energia em uma CER, desde a produção nas UPAC até a sua distribuição entre as IUs participantes por meio dos coeficientes de partilha.

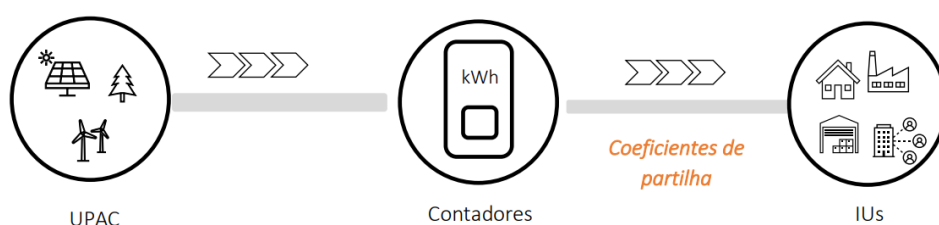


Figura 7 - Representação do processo de gestão e partilha de energia em uma CER
Fonte: (ADENE, DGEG, 2022)

Sendo assim, a gestão das CERs está diretamente associada ao mecanismo utilizado para distribuir a energia produzida entre os seus participantes. No modelo regulamentado em Portugal, a partilha é realizada por meio de coeficientes definidos pela EGAC, os quais determinam a fração da energia gerada que será atribuída a cada instalação participante. O enquadramento regulatório português também prevê a evolução desses mecanismos por meio da implementação de projetos-piloto que permitam avaliar modelos mais avançados de partilha, incluindo coeficientes dinâmicos e critérios de priorização, evidenciando a busca por estratégias capazes de maximizar o aproveitamento da energia renovável e aumentar a eficiência operacional das comunidades (ERSE, 2021).

O método de partilha adotado determina a forma como a energia gerada localmente é alocada entre os participantes, influenciando diretamente os níveis de autoconsumo, a autossuficiência energética, a redução dos custos com eletricidade e a percepção de equidade entre os membros da comunidade. Dessa forma, a escolha de um mecanismo de partilha adequado deve considerar não apenas critérios técnicos e regulatórios, mas também aspectos econômicos e sociais, de modo a assegurar uma distribuição equilibrada dos benefícios e favorecer a sustentabilidade e a viabilidade da comunidade a longo prazo.

O regulamento português n.º 266/2020 do Autoconsumo de Energia Elétrica estabelece que a partilha do benefício representa um dos elementos principais do autoconsumo coletivo, uma vez que define a forma como a energia produzida localmente é distribuída entre as instalações

participantes. Dessa forma, a escolha do método de partilha influencia diretamente a operação da comunidade, o aproveitamento da geração renovável e a repartição dos benefícios entre os seus membros (ERSE, 2021). A seguir, são apresentados os principais métodos de partilha de benefícios aplicáveis às CER, bem como suas características e implicações operacionais.

- a) Divisão Igualitária: a partilha é feita em partes iguais entre todos os participantes da comunidade, independentemente do perfil de consumo ou da contribuição individual para a geração de energia.
- b) Partilha por Coeficientes Fixos: são definidos com aspectos como dias úteis, feriados e fins de semana, podendo também levar em consideração as estações do ano. Esses coeficientes permanecem constantes para cada participante, conforme o que for estabelecido no regulamento interno da CER (ADENE, DGEG, 2022).
- c) Partilha por Coeficientes Variáveis: repartição com base nos consumos de cada IU, garantindo a distribuição conforme as necessidades de cada consumidor da CER (ADENE, DGEG, 2022).
- d) Combinação: aproveita os benefícios de cada um dos modelos, havendo controle dos consumos a cada instante, mas também há limites através dos coeficientes fixos (ADENE, DGEG, 2022).

No método de divisão igualitária, cada membro recebe a mesma quantidade de energia ou a mesma fração da geração disponível em cada intervalo de tempo. Embora este método apresente elevada simplicidade de implementação e facilite a compreensão por parte dos participantes, ele não considera as diferenças existentes entre as unidades consumidoras, podendo resultar em uma distribuição menos eficiente da energia produzida e em um aumento da quantidade de excedentes injetados na rede quando alguns membros não possuem demanda suficiente para consumir integralmente a energia recebida. Além disso, como todos recebem a mesma parcela da energia disponível, independentemente da sua participação na geração, o método não estabelece incentivos para geração própria de energia, podendo limitar o potencial de otimização energética e econômica da comunidade.

No método de coeficientes fixos, a distribuição da energia é realizada de acordo com percentuais previamente definidos pelos participantes e comunicados à entidade gestora. Esses coeficientes permanecem válidos durante o período regulamentar estabelecido, sendo alterados apenas em situações específicas, como a entrada ou saída de membros da comunidade, conferindo maior estabilidade e previsibilidade ao processo de partilha (ERSE, 2021). Esses coeficientes permanecem constantes para cada participante, conforme o que for estabelecido no regulamento interno da CER (ADENE, DGEG, 2022).

Esse modelo oferece maior previsibilidade na distribuição da energia, os coeficientes podem refletir as contribuições individuais dos participantes para a implantação e operação da comunidade, favorecendo uma repartição dos benefícios alinhada aos critérios previamente estabelecidos. Em contrapartida, a definição desses coeficientes exige um processo de

planejamento criterioso, de forma que os percentuais adotados sejam transparentes, equilibrados e aceitos por todos os membros. Além disso, caso a distribuição permaneça desalinhada das variações do consumo ao longo do tempo, o modelo pode reduzir o aproveitamento da geração local, resultando em maiores excedentes de energia.

Já no modelo baseado em coeficientes variáveis, a energia disponível é distribuída em função do consumo registrado por cada instalação em cada período de tempo. Esse mecanismo permite que a alocação da energia acompanhe as variações da procura ao longo do tempo, direcionando o benefício para os participantes que apresentam maior necessidade instantânea e promovendo um aproveitamento mais eficiente da energia gerada localmente (ERSE, 2021).

Em comunidades compostas por consumidores e prosumidores, esse método distribui a energia para o participante independentemente da sua contribuição na geração de energia. Como consequência, a distribuição dos benefícios pode não refletir integralmente o investimento realizado pelos participantes nos sistemas de geração. Assim, sua aplicação requer critérios de gestão bem definidos e um sistema de monitoramento capaz de atualizar continuamente os coeficientes de partilha, assegurando a correta alocação da energia entre os membros da comunidade.

No método combinado, a partilha da energia é realizada por meio da integração entre coeficientes fixos e coeficientes variáveis, reunindo as principais características de ambas as estratégias. Dessa forma, a energia é alocada de maneira mais flexível, preservando critérios previamente acordados entre os membros da comunidade e, ao mesmo tempo, acompanhando as variações da demanda ao longo do tempo.

A principal vantagem dessa abordagem está na possibilidade de conciliar previsibilidade e eficiência operacional, uma vez que os coeficientes fixos asseguram maior estabilidade na repartição dos benefícios, enquanto os coeficientes variáveis favorecem o aproveitamento da geração local e a redução dos excedentes de energia. Em contrapartida, sua implementação é mais complexa, pois exige a definição de regras claras para a interação entre os dois mecanismos de partilha, além de um sistema de monitoramento e gestão capaz de atualizar continuamente os coeficientes variáveis e garantir o cumprimento dos limites estabelecidos pelos coeficientes fixos.

A Tabela 1 apresenta um resumo das principais características, vantagens e limitações dos métodos de partilha de benefícios descritos anteriormente. Embora a regulamentação portuguesa também contemple a utilização de modelos combinados, que integram coeficientes fixos e variáveis em uma mesma estratégia de distribuição da energia, o presente trabalho concentra a análise comparativa nos métodos de divisão igualitária, coeficiente fixo e coeficiente variável. Essa escolha deve-se ao fato de esses modelos representarem diferentes abordagens de gestão da energia, permitindo avaliar de forma objetiva a influência de cada estratégia sobre os indicadores de autoconsumo, autossuficiência energética e aproveitamento da geração local da comunidade.

Tabela 1 - Vantagens e Desvantagens dos Modelos de Partilha de Benefícios

Modelo de Partilha de Benefício	Vantagens	Desvantagens
Divisão Igualitária	Simplicidade e fácil implementação; distribuição uniforme.	Baixa eficiência; desconsidera consumo e geração; não incentiva investimentos.
Por Coeficiente Fixo	Previsibilidade; estabilidade; flexibilidade na definição dos critérios.	Não acompanha a demanda; definição dos coeficientes pode ser complexa; maiores excedentes.
Por Coeficiente Variável	Distribuição dinâmica; maior aproveitamento da energia local.	Maior complexidade operacional; monitoramento contínuo; desconsidera o investimento em geração.
Por Combinação	Equilíbrio entre estabilidade e flexibilidade; otimiza o aproveitamento da energia; adaptável à comunidade.	Implementação e gestão mais complexas; maior necessidade de processamento e controle.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Independentemente do método de partilha adotado, a implementação de métodos de partilha dos benefícios requer um sistema de gestão capaz de processar continuamente as informações de geração e consumo dos participantes, garantindo a correta alocação da energia produzida. Para isso, torna-se necessária a utilização de algoritmos de gestão que coordenem a distribuição da energia conforme as regras de partilha estabelecidas, especialmente em comunidades compostas por múltiplos participantes e com perfis de consumo distintos (Molzahn et al., 2017). À medida que aumenta o número de recursos energéticos distribuídos, cresce também a complexidade operacional das CER, tornando essenciais ferramentas computacionais capazes de otimizar o gerenciamento da energia e maximizar o aproveitamento dos recursos energéticos locais.

2.3.4 Modelo *Peer-to-Peer*

O modelo *Peer-to-Peer* (P2P) representa uma abordagem descentralizada para a gestão e comercialização de energia elétrica, na qual consumidores e prosumidores assumem um papel ativo nas transações realizadas no âmbito de uma comunidade. Diferentemente do modelo convencional, em que a energia é comercializada exclusivamente por intermédio das concessionárias ou comercializadoras, o P2P permite que a energia excedente gerada localmente seja negociada diretamente entre os participantes, promovendo maior autonomia, flexibilidade e participação dos participantes na operação do sistema elétrico. Essa estrutura favorece o aproveitamento dos recursos energéticos distribuídos e fortalece os mercados locais de energia (Faia et al., 2024).

Nas CERs, o modelo P2P é um dos principais mecanismos para maximizar o aproveitamento da geração distribuída, permitindo que a energia produzida localmente seja compartilhada entre os membros antes da importação de eletricidade da rede pública. Essa estratégia favorece uma operação coordenada da CER, aumentando a eficiência operacional e reduzindo os custos energéticos (Liu, Yang e Zhou, 2021).

O funcionamento do modelo baseia-se, de forma geral, na priorização do consumo local da energia produzida pelos prosumidores. Inicialmente, cada participante utiliza sua própria geração para atender à demanda individual e, quando aplicável, carregar sistemas de armazenamento. Posteriormente, os excedentes energéticos são disponibilizados aos demais membros da comunidade que apresentam déficit de energia. Esse mecanismo permite que os participantes compartilhem seus excedentes de energia e utilizem de forma coordenada os sistemas de armazenamento, aumentando o aproveitamento da energia produzida localmente e reduzindo a necessidade de compra ou venda de energia junto à rede elétrica (Li et al., 2021).

Embora o conceito central do P2P esteja associado às negociações diretas entre os participantes, diferentes arquiteturas podem ser adotadas para viabilizar sua operação. Em determinadas configurações, as transações são realizadas de forma totalmente descentralizada por meio de plataformas digitais; em outras, existe a atuação de uma entidade gestora da comunidade responsável por coordenar os fluxos energéticos, representar coletivamente os participantes perante o mercado e otimizar a utilização dos recursos energéticos disponíveis (Gržanić et al., 2021). Essa coordenação simplifica o processo de comercialização, melhora o aproveitamento da geração local e permite uma distribuição mais eficiente dos custos e benefícios entre os participantes da comunidade (Gržanić et al., 2021).

Outro aspecto relevante do modelo P2P refere-se à utilização de técnicas de otimização para definir, em cada intervalo de tempo, quais participantes devem comprar ou vender energia e quais recursos energéticos devem ser utilizados. Essa tomada de decisão considera simultaneamente fatores como geração, estado de carga dos sistemas de armazenamento, perfil de consumo dos participantes e preços de energia, permitindo minimizar o custo total de operação da comunidade (Faia et al., 2024). Nesse contexto, além dos ganhos econômicos, o modelo P2P contribui para tornar as comunidades de energia mais sustentáveis e resilientes. A utilização prioritária da energia renovável produzida localmente contribui para reduzir a necessidade de expansão da infraestrutura elétrica, diminuir os fluxos de potência na rede de distribuição e aumentar os índices de autoconsumo da comunidade (Long et al., 2017).

Dessa forma, o modelo consolida-se como uma das principais estratégias para a operação das CERs, ao combinar mecanismos descentralizados de comercialização com gestão inteligente dos recursos energéticos. Sua aplicação favorece o aumento dos índices de autoconsumo e autossuficiência, melhora a utilização da geração renovável local, promove maior participação dos consumidores no mercado de eletricidade e cria incentivos econômicos capazes de fortalecer a sustentabilidade técnica e financeira das comunidades energéticas.

2.4 Benefícios das Comunidades de Energia

As CER têm sido reconhecidas como elementos fundamentais para a promoção da sustentabilidade, descentralização e resiliência energética em diversas regiões do mundo, particularmente na Europa. Essas comunidades têm sido apresentadas na literatura como um mecanismo capaz de gerar, simultaneamente, ganhos ambientais, econômicos e sociais, ao mesmo tempo em que favorecem a descentralização do sistema elétrico, ampliam a participação dos consumidores no mercado de energia e aumentam a flexibilidade operacional das redes.

Segundo Ahmed, Ali e D'Angola (2024), as CERs promovem esses benefícios ao estimular a produção local de energia a partir de fontes renováveis, reduzir os custos de eletricidade, fortalecer a segurança energética e incentivar a participação ativa dos cidadãos na gestão dos recursos energéticos. Os autores também destacam que essas comunidades impulsionam a geração de empregos, fortalecem a economia local e contribuem para uma transição energética mais sustentável e inclusiva.

Sob a perspectiva regulatória europeia, as CER representam um modelo organizacional cujo propósito principal não é associado ao lucro, mas sim à geração de valor coletivo para seus participantes e para a sociedade. Esse paradigma fortalece mecanismos de gestão democrática, amplia o protagonismo dos consumidores e promove maior inclusão social, podendo reduzir situações de pobreza energética.

Além dos benefícios discutidos na literatura, as CERs assumem papel estratégico na construção de sistemas elétricos mais resilientes e adaptáveis diante da crescente participação de fontes renováveis intermitentes. A integração entre geração distribuída, sistemas de armazenamento e redes inteligentes possibilita uma coordenação mais eficiente entre produção e consumo locais, reduzindo congestionamentos, aumentando a flexibilidade operacional e favorecendo uma operação mais segura do sistema.

Os benefícios técnicos das CER tornam-se ainda mais relevantes diante dos desafios atualmente enfrentados pelos sistemas elétricos. Um exemplo recente foi o apagão ocorrido na Península Ibérica em abril de 2025, que evidenciou a necessidade de aprimorar continuamente os mecanismos de segurança operacional em sistemas com elevada participação de fontes renováveis. Embora as causas definitivas ainda estejam sob investigação, o processo conduzido pela ENTSO-E teve como objetivo não apenas identificar as causas do evento, mas também avaliar o desempenho dos elementos de rede e a eficácia dos planos de defesa do sistema, com o objetivo de propor recomendações capazes de reduzir a probabilidade de novas ocorrências e aumentar a resiliência da infraestrutura elétrica europeia.

De acordo com a ERSE (2025), a investigação do apagão ibérico exigiu a reconstrução detalhada das condições do sistema antes e depois da perturbação, incluindo a sequência cronológica dos acontecimentos e as violações dos limites de segurança operacional, o que reforça a complexidade envolvida na manutenção da estabilidade de sistemas elétricos de grande porte diante de perturbações de origem técnica.

Um segundo exemplo semelhante, também relacionado ao desafio de coordenar geração e consumo em tempo real, é o caso brasileiro do Plano Emergencial de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição, implementado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Essa iniciativa do ONS foi desenvolvida para enfrentar situações em que o elevado excedente de geração distribuída compromete a capacidade do ONS de manter recursos responsáveis pelos serviços ancilares do sistema. Nessas condições, o operador realiza inicialmente reduções na geração das usinas sob despacho centralizado e, quando necessário, determina restrições temporárias à geração de unidades conectadas às redes de distribuição, buscando preservar a segurança operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Diante desse cenário, as CERs podem contribuir para a mitigação dos impactos de crises similares. A possibilidade de operar em modo isolado (*islanding*), associada ao controle distribuído e à gestão inteligente da geração, do armazenamento e do consumo de energia, permite que essas comunidades mantenham o fornecimento de eletricidade mesmo durante falhas significativas na rede. Além disso, por meio de tecnologias avançadas, como inversores com capacidade de prover inércia sintética, as CER podem ajudar a compensar a ausência de serviços ancilares tradicionais, contribuindo diretamente para a estabilidade e resiliência dos sistemas elétricos locais (Caramizaru and Uihlein, 2020).

Nesse contexto, as CER favorecem a coordenação entre geração e consumo locais, possibilitando a otimização dos fluxos energéticos e a utilização mais eficiente dos recursos disponíveis (Leal Filho et al., 2024). Além disso, essas características podem contribuir para reduzir a necessidade da adoção de medidas operativas emergenciais pelos operadores do sistema, tornando as redes elétricas mais flexíveis e resilientes diante de situações críticas, como as observadas no apagão ibérico e na implementação do Plano Emergencial de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição do ONS.

2.5 Modelos Internacionais

A experiência internacional demonstra que diferentes países têm adotado distintos modelos para implementar as CER. Apesar das particularidades de cada contexto, é possível observar que essas iniciativas são estruturadas, em geral, a partir de três dimensões principais: propriedade e governança, financiamento e incentivos e arcabouço legal e regulatório. Nesse contexto, esta seção apresenta a experiência de cinco países, considerando diferentes níveis de maturidade regulatória, características socioeconômicas e modelos de governança.

Na Alemanha, o desenvolvimento das comunidades energéticas está diretamente relacionado à evolução das políticas de incentivo às fontes renováveis. A base desse processo foi estabelecida pela Lei de Energias Renováveis (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG), que instituiu, em 2000, o sistema de tarifas *feed-in* – mecanismo de incentivo criado para estimular a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis –, sendo posteriormente complementada pela Lei de Medição Digital, publicada em 2016. Em 2017, uma alteração na EEG incorporou formalmente o conceito de empresa de energia cidadã, fortalecendo o

ambiente institucional para o desenvolvimento de iniciativas comunitárias (Energy Community Repository, 2023).

A partir de 2021, o país iniciou a mudança da Diretiva RED II para a legislação nacional, passando a reconhecer os direitos das comunidades energéticas, embora o conceito de Comunidade de Energia Cidadã (CEC) ainda não tenha sido integralmente regulamentado (López et al., 2024). Em 2023, uma nova revisão da EEG ampliou as isenções destinadas aos projetos comunitários, enquanto o encerramento da geração nucleoeletrica reforçou a importância da geração distribuída e da produção local de energia na matriz elétrica alemã (Energy Community Repository, 2023). Mais recentemente, em 2024, programas vinculados ao REPowerEU e ao Ministério Federal da Economia e Proteção do Clima passaram a oferecer apoio financeiro e assistência técnica às comunidades energéticas. Paralelamente, a Confederação Alemã de Cooperativas e a Agência Alemã de Cooperação Internacional intensificaram a divulgação do modelo alemão e das boas práticas de governança comunitária em outros países, especialmente na América Latina (REScoop, 2023).

Em relação à propriedade e à governança, o modelo alemão é baseado na participação aberta e na gestão democrática, adotando o princípio de um voto por membro, independentemente do capital investido. Além disso, a revisão da EEG de 2023 estabeleceu que, nas empresas de energia cidadã, pelo menos 75% dos direitos de voto devem pertencer a pessoas físicas residentes em um raio de até 50 km da instalação de geração, fortalecendo o vínculo entre os projetos e as comunidades locais (Energy Community Repository, 2023).

No que se refere ao financiamento e aos incentivos, a Alemanha combina diferentes instrumentos de apoio às comunidades energéticas, incluindo subsídios, mecanismos de remuneração associados à redução das emissões de carbono, linhas de financiamento com juros reduzidos e incentivos fiscais disponibilizados por programas voltados à promoção da transição energética (López et al., 2024). Sob a perspectiva do arcabouço legal e regulatório, observa-se uma evolução contínua da legislação alemã, que passou a reconhecer formalmente as comunidades energéticas e a estabelecer regras para aspectos como medição, tarifação e participação cidadã. Esse ambiente regulatório tem sido complementado por políticas públicas de apoio e por iniciativas de cooperação internacional, ampliando as condições para a expansão e consolidação desse modelo no país (REScoop, 2023).

Na França, o modelo de comunidades energéticas teve origem em um projeto-piloto desenvolvido pela associação regional AURA-EE em 2010. O sucesso das iniciativas iniciais favoreceu a expansão do modelo para mais regiões do país a partir de 2014 e resultou na criação de uma associação nacional voltada à promoção da energia cidadã, consolidando uma abordagem baseada na participação comunitária e na descentralização (Énergie Partagée, s.d.). Em 2021, o Ministério da Transição Ecológica publicou um roteiro estratégico que estabeleceu a meta de implementar mil projetos de energia cidadã até 2028, acompanhado de medidas destinadas a facilitar sua implementação (France, 2021).

Nos anos seguintes, novos programas de financiamento passaram a apoiar essas iniciativas, com foco na inovação e no fortalecimento da governança local. Paralelamente, a França

avançou na transposição da Diretiva RED II para sua legislação, reforçando o reconhecimento das comunidades energéticas no país (Énergie Partagée, s.d.). Como resultado desse processo, em 2024 o modelo francês reunia cerca de 7.300 participantes e mais de 500 usinas distribuídas em 73 territórios, demonstrando o avanço da participação cidadã na transição energética (Énergie Partagée, s.d.).

No que se refere à propriedade e à governança, a legislação francesa permite a participação de cidadãos, autoridades locais e pequenas empresas, mas restringe o controle das comunidades por grandes empresas. Além disso, nenhum participante pode concentrar mais de 40% dos direitos de voto, garantindo uma estrutura de decisão mais equilibrada e democrática (France, 2021). Em relação ao financiamento, destaca-se o fundo Énergie Partagée Investissement, que apoia projetos comunitários desde 2010. Até o momento, o fundo mobilizou aproximadamente € 40 milhões e financiou mais de 400 projetos de geração a partir de fontes solar, eólica, hídrica e de biomassa (Énergie Partagée, s.d.). Sob o aspecto legal e regulatório, o arcabouço francês continua em processo de consolidação. Embora as diretrizes europeias já estabeleçam critérios para participação, governança e operação das comunidades energéticas, o aperfeiçoamento do enquadramento jurídico dessas iniciativas ainda está em andamento (France, 2021).

Na Espanha, as CER passaram a contar com um marco legal específico a partir da publicação do Real Decreto-ley 23/2020, que reconheceu formalmente esse modelo e estabeleceu como princípios a participação cidadã e a geração de benefícios para as comunidades locais (Spain, 2020). Em 2021, diferentes iniciativas regionais impulsionaram a expansão desse modelo, destacando-se o mapeamento do potencial de geração distribuída em centenas de municípios e a definição de metas para ampliar o número de comunidades energéticas até 2030 (IDAE, 2019).

Em seguida, a Lei da Transição Energética, publicada em 2022, reforçou a importância dessas comunidades na estratégia energética nacional. Já em 2023, o Instituto para a Diversificação e Poupança de Energia (IDAE) ampliou o apoio técnico aos projetos por meio da criação de escritórios locais de transição energética e de programas voltados ao desenvolvimento das comunidades (IDAE, 2019). Em 2024, a Espanha já contava com mais de 350 comunidades energéticas em operação, enquanto a regulamentação passou a contemplar contratos de comercialização P2P. Em 2025, o modelo continuou evoluindo com a incorporação de tecnologias como internet das coisas, sistemas de armazenamento por baterias e redes inteligentes, embora ainda não exista um marco regulatório específico plenamente consolidado para essas soluções (REScoop.eu, 2022).

Em relação à propriedade e à governança, o modelo espanhol prevê participação aberta e voluntária de cidadãos, pequenas e médias empresas, autoridades locais, organizações não governamentais, entidades religiosas e instituições de pesquisa. A legislação também determina que o controle efetivo das comunidades permaneça com seus próprios membros, preservando sua autonomia e o caráter democrático das decisões (Spain, 2020). No que diz respeito ao financiamento, o governo espanhol disponibilizou recursos para projetos-piloto e para entidades responsáveis por prestar apoio técnico às comunidades.

Além disso, foram criados incentivos ao autoconsumo coletivo, incluindo isenções de determinadas taxas e tarifas relacionadas ao uso da rede elétrica (IDAE, 2019). Sob o aspecto legal e regulatório, o arcabouço espanhol foi desenvolvido para proporcionar segurança jurídica às comunidades energéticas, incentivar a participação dos consumidores e contribuir para o cumprimento das metas climáticas do país. Ao longo dos últimos anos, esse marco também passou a incorporar novos modelos de negócio, como o compartilhamento de energia entre pares, o armazenamento de energia e a agregação de recursos energéticos distribuídos (REScoop.eu, 2022).

Nos Estados Unidos, o fortalecimento das comunidades de energia ganhou impulso em 2021, quando o Departamento de Energia (DOE) estabeleceu a meta de atender 5 milhões de residências por meio de projetos de *community solar* até 2025, priorizando a redução dos custos de energia e a ampliação do acesso para famílias de baixa renda (United States, 2024). Em 2023, o *Inflation Reduction Act* reforçou essa estratégia ao criar incentivos específicos para projetos localizados em comunidades vulneráveis, incluindo créditos fiscais e mecanismos de apoio financeiro (Xu et al., 2024). No ano seguinte, o DOE, em parceria com o Departamento de Saúde, lançou uma plataforma digital para facilitar a conexão de famílias de baixa renda a projetos de energia solar comunitária.

Paralelamente, a Associação Nacional das Cooperativas Elétricas Rurais (NRECA) ampliou programas voltados à inclusão energética, promovendo o acesso à geração solar e a sistemas de armazenamento em regiões rurais e comunidades de menor renda (NRECA, 2025a; NRECA, 2025b). Esses avanços refletiram nos resultados alcançados em 2025. A capacidade instalada de *community solar* atingiu 7,87 GW distribuídos em 44 estados, enquanto as cooperativas vinculadas à NRECA passaram a atender cerca de 42 milhões de pessoas, abrangendo mais de 56% do território norte-americano e aproximadamente 92% dos condados com maiores índices de pobreza (Xu et al., 2024; NRECA, 2025a).

Em relação à propriedade e à governança, os projetos de *community solar* são conduzidos, em sua maioria, por cooperativas de energia e concessionárias locais. A gestão costuma ser realizada por conselhos eleitos pelos próprios membros, embora a estrutura organizacional varie de acordo com a legislação de cada estado (NRECA, 2025a). No campo do financiamento, destacam-se os créditos fiscais federais e programas de perdão de dívidas destinados a projetos implantados em áreas socialmente vulneráveis.

Além disso, algumas cooperativas desenvolveram iniciativas próprias para ampliar o acesso de famílias de baixa renda, oferecendo participação gratuita ou subsidiada em projetos de geração comunitária, como observado nos estados de Wisconsin e Nevada (Rocha, 2024; Christian, 2024). Sob o aspecto legal e regulatório, o modelo norte-americano caracteriza-se pela descentralização. A regulamentação das comunidades de energia é definida principalmente pelos estados, sendo que 24 estados e o Distrito de Columbia possuem legislação específica para *community solar*. Também não existe uma nomenclatura única em âmbito federal, coexistindo denominações como *community solar*, *shared solar* e *community energy*, o que evidencia a diversidade de modelos adotados no país (Xu et al., 2024; United States, 2024).

No Chile, a evolução da geração distribuída ocorreu antes da criação de um marco específico para comunidades energéticas. Em 2005, foi publicada a primeira regulamentação voltada aos pequenos sistemas de geração distribuída, permitindo maior participação dos consumidores na produção de eletricidade. Posteriormente, em 2012, a legislação passou a autorizar a geração residencial de energia renovável em sistemas de até 10 kW. Esse limite foi ampliado para 300 kW em 2018, favorecendo o desenvolvimento de projetos coletivos de geração (Chile, 2020).

Em 2019, o Decreto Supremo nº 88 simplificou os procedimentos administrativos e trouxe maior segurança jurídica para empreendimentos com potência de até 1 MW (Chile, 2020). Mais recentemente, em 2024, foi publicada a nova Lei de Transição Energética, que estabeleceu medidas para acelerar a descarbonização da matriz elétrica, atrair investimentos e fortalecer as redes locais (Gobierno de Chile, 2024). Apesar desses avanços, até 2025 ainda permanecia em tramitação um projeto de lei voltado à criação de subsídios específicos para comunidades energéticas, com o objetivo de ampliar os incentivos destinados a esse modelo (Ministerio de Energía, 2024).

No que se refere à propriedade e à governança, o Chile ainda não possui um modelo jurídico específico para comunidades energéticas. As iniciativas existentes são, em sua maioria, coordenadas por empresas ou cooperativas locais, enquanto a participação dos cidadãos ocorre de forma mais limitada e indireta (Douglas et al., 2024; Ministerio de Energía, 2024). Em relação ao financiamento, os incentivos atualmente disponíveis concentram-se na redução de encargos regulatórios e na simplificação dos processos administrativos.

A expectativa é que a proposta legislativa em discussão introduza mecanismos de apoio mais abrangentes, incluindo subsídios diretos e tarifas diferenciadas para projetos comunitários (Ministerio de Energía, 2024). Sob o aspecto legal e regulatório, o marco chileno permanece voltado principalmente à geração distribuída individual. Embora ainda não exista uma definição legal específica para comunidades energéticas, a nova Lei de Transição Energética cria condições para o desenvolvimento de uma regulamentação mais direcionada a esse modelo nos próximos anos (Gobierno de Chile, 2024).

De forma geral, a análise das experiências internacionais demonstra que as CER vêm sendo implementadas em diferentes contextos, assumindo configurações organizacionais, regulatórias e operacionais adaptadas às particularidades de cada país. Independentemente do modelo adotado, a consolidação dessas iniciativas depende da participação efetiva dos seus membros e da existência de um ambiente regulatório capaz de oferecer segurança jurídica e mecanismos de incentivo ao seu desenvolvimento. Apesar dos avanços observados, muitas dessas comunidades ainda enfrentam desafios relacionados, sobretudo, às fases regulatórias, financeiras, técnicas e organizacionais, que podem limitar sua expansão e sustentabilidade no longo prazo.

3 Análise das Estruturas dos Mercados de Energia

Este capítulo apresenta a análise das estruturas do Mercado Português de Eletricidade e do Mercado Brasileiro, com foco especial na avaliação dos incentivos e mecanismos de suporte às CER. A abordagem metodológica envolve uma caracterização detalhada dos modelos de organização de cada mercado, contemplando aspectos como a dinâmica de formação de preços, a estrutura de governança, as regras de acesso às redes, e as políticas específicas de incentivo à geração distribuída e ao autoconsumo coletivo.

3.1 Estrutura e Organização do Mercado Português de Eletricidade

O setor elétrico português integra, desde 2007, um mercado regional de eletricidade partilhado com a Espanha, de modo que sua organização institucional, seus mecanismos de comercialização e a formação dos preços da eletricidade devem ser analisados no contexto do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Paralelamente à integração regional, o sistema elétrico nacional passou por uma transformação da sua matriz de geração ao longo da última década, deixando de depender predominantemente de combustíveis fósseis importados para adotar uma matriz com forte participação de fontes renováveis.

Em 2024, a produção de eletricidade proveniente dessas fontes atingiu o maior valor já registado em Portugal continental, representando aproximadamente 80% da eletricidade produzida e permitindo suprir cerca de 71% do consumo nacional. Nesse período, as fontes hídrica e eólica apresentaram contribuições semelhantes para a geração de eletricidade, seguidas pela energia solar fotovoltaica e pela biomassa (REN, 2025). Essa trajetória se manteve

em 2025, quando, apenas no primeiro semestre, a participação das fontes renováveis ultrapassou 79% da produção nacional. Destaca-se, ainda, o crescimento da geração fotovoltaica, que, pela primeira vez, superou a produção eólica em determinados meses, evidenciando a expansão acelerada da geração distribuída no país (APREN, 2025). Em paralelo, a capacidade instalada de fontes renováveis continuou a crescer, passando a representar mais de três quartos da potência total instalada no sistema elétrico português (APA, 2025).

A evolução da matriz elétrica portuguesa foi acompanhada por mudanças na própria estrutura do mercado de eletricidade. O aumento da participação de fontes renováveis distribuídas, caracterizadas pela variabilidade da geração e pela maior proximidade aos centros de consumo, reduziu a predominância do modelo tradicional baseado em grandes centrais de produção e exigiu a criação de mecanismos capazes de integrar pequenos produtores e consumidores ao funcionamento do sistema elétrico.

Nesse contexto, além dos mercados grossista e retalhista, ganharam relevância os mercados locais de energia, que viabilizam novas formas de produção, consumo e partilha de eletricidade entre os seus participantes. Entre essas iniciativas, destacam-se o autoconsumo coletivo e as Comunidades de Energia Renovável (CER), objeto central desta dissertação. Assim, as subseções seguintes apresentam a estrutura do mercado grossista, do mercado retalhista e, por fim, dos mercados locais de energia, com especial enfoque nas CER.

3.1.1 Mercado Grossista

O mercado grossista de eletricidade em Portugal está inserido no MIBEL, ambiente de negociação criado a partir de uma iniciativa conjunta entre Portugal e Espanha e em operação desde julho de 2007. Nesse mercado são realizadas transações de energia em grande escala entre produtores, comercializadores e grandes consumidores, tendo como principais objetivos promover a integração dos sistemas elétricos dos dois países, assegurar o livre acesso ao mercado, garantir igualdade de direitos e deveres entre os agentes, aumentar a transparência na formação de preços e favorecer a eficiência econômica do setor elétrico (OMIP, 2024).

A estrutura institucional do MIBEL é organizada de forma integrada entre Portugal e Espanha, distribuindo as responsabilidades operacionais, comerciais e regulatórias entre diferentes entidades de ambos os países. A operação das redes de transporte é realizada pela Redes Energéticas Nacionais (REN), em Portugal, e pela *Red Eléctrica de España* (REE), na Espanha. A gestão dos mercados é atribuída ao Grupo Operador del Mercado Ibérico (Grupo OMI), composto pelo Operador del Mercado Ibérico de Energía, Pólo Espanhol (OMIE), responsável pelos mercados diário e intradiário, e pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia, Pólo Português (OMIP), responsável pelo mercado a prazo.

A supervisão regulatória é exercida, em Portugal, pela ERSE e pela Comissão do Mercado de Valores Mobiliários, enquanto, na Espanha, essa função é desempenhada pela *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* e pela *Comisión Nacional del Mercado de Valores* (OMIP, 2024). Essa organização institucional procura compatibilizar a integração comercial do

mercado com as restrições físicas do sistema elétrico, uma vez que os fluxos comerciais de eletricidade não correspondem necessariamente aos fluxos físicos efetivamente verificados nas redes de transporte (Baptista, 2021).

No âmbito do mercado grossista coexistem três modalidades de negociação: o mercado à vista (ou mercado *spot*), composto pelos mercados diário e intradiário; o mercado a prazo, baseado na negociação de instrumentos derivados em ambiente organizado; e os contratos bilaterais celebrados fora de bolsa. Dessa forma, o MIBEL caracteriza-se por um modelo híbrido, no qual mercados organizados e negociações bilaterais coexistem de forma complementar para atender às diferentes necessidades dos participantes (Martins, 2009).

O mercado diário constitui o principal mecanismo de formação do preço da eletricidade no MIBEL. Nesse ambiente, são definidos os preços para cada uma das vinte e quatro horas do dia seguinte por meio de um mecanismo marginalista implementado pelo algoritmo EUPHEMIA, desenvolvido para integrar os mercados elétricos europeus. Nesse processo, as ofertas de venda apresentadas pelos produtores são organizadas em ordem crescente de preço, enquanto as ofertas de compra submetidas pelos comercializadores são classificadas em ordem decrescente. O preço da eletricidade para cada período horário é definido no ponto de equilíbrio entre as curvas de oferta e demanda (Azevedo, 2013).

Após o encerramento das negociações, realizado diariamente às doze horas, os resultados são submetidos à validação dos operadores dos sistemas de transporte de Portugal e Espanha, responsáveis por verificar se a capacidade disponível nas interligações é suficiente para suportar os fluxos de energia previstos, originando o Programa Diário Viável Final (Azevedo, 2013; OMIE, 2024). Quando essa capacidade é insuficiente, ocorre o denominado *market splitting*, situação em que Portugal e Espanha passam a apresentar preços distintos para a eletricidade devido às limitações de intercâmbio entre os sistemas (Baptista, 2021).

O mercado intradiário complementa o mercado diário ao permitir que os agentes ajustem as posições anteriormente contratadas em função de alterações nas previsões de consumo, geração ou disponibilidade dos ativos. Tradicionalmente, esse ajuste é realizado por meio de seis leilões distribuídos ao longo do dia, cujos resultados produzem efeitos para horizontes temporais compreendidos entre nove e vinte e oito horas, dependendo da sessão considerada (Martins, 2020). Desde o final de 2018, esse mecanismo passou a coexistir com o Mercado Intradiário Contínuo (MIC), que possibilita a negociação contínua até uma hora antes da entrega física da energia. A integração desse mercado com outras plataformas europeias amplia a liquidez disponível e aumenta a flexibilidade operacional dos participantes diante das variações de curto prazo (Martins, 2020).

Já o mercado a prazo, desempenha um papel fundamental na gestão do risco associado à volatilidade dos preços da eletricidade. Operado pelo OMIP em conjunto com a OMIClear, esse mercado permite a negociação de contratos com entrega em horizontes semanais, mensais, trimestrais e anuais. Entre os principais instrumentos disponíveis destacam-se os contratos de futuros, negociados em bolsa organizada e liquidados diariamente pelo mecanismo de *mark-to-market*; os contratos *forward*, negociados bilateralmente, registrados junto à OMIClear e

liquidados apenas na data de vencimento; e os contratos swap, também bilaterais, destinados exclusivamente à liquidação financeira, sem entrega física de energia (Azevedo, 2013; Martins, 2020).

Paralelamente, permanecem relevantes os contratos, entre os quais se destacam os *Power Purchase Agreements* (PPAs). Esses contratos têm assumido importância crescente no financiamento de projetos de geração renovável, por estabelecerem condições previamente definidas de preço e prazo de fornecimento, frequentemente associadas à transferência de garantias de origem da energia produzida (MIBEL, 2024). Em conjunto, esses mecanismos contribuem para reduzir a exposição de produtores e comercializadores às oscilações do mercado a vista, além de favorecer a participação de agentes financeiros especializados, aumentando a liquidez e a eficiência do mercado grossista de eletricidade (MIBEL, 2022).

3.1.2 Mercado Retalhista

A liberalização da escolha do comercializador pelos consumidores finais, iniciada em 2006, desempenha papel fundamental na consolidação do mercado retalhista português. Desde então, a crescente adesão dos consumidores ao ambiente concorrencial, aliada à extinção progressiva das tarifas reguladas para pequenos consumidores, consolidou o regime liberalizado como o principal modelo de funcionamento desse mercado (ERSE, 2023).

No mercado liberalizado, o valor faturado ao consumidor é composto por três parcelas: energia, acesso às redes e taxas e impostos. A componente de energia é negociada livremente entre o consumidor e o comercializador, refletindo o custo de aquisição da eletricidade no mercado grossista acrescido dos custos associados à atividade de comercialização. A componente de acesso às redes, por sua vez, é regulada pela ERSE e constitui a única parcela tarifária não sujeita à livre negociação, remunerando a utilização e a operação das redes de transporte e distribuição (ERSE, 2023).

Quanto à componente de energia, os contratos podem adotar, essencialmente, duas modalidades de tarifação. Na tarifa fixa, o preço do quilowatt-hora permanece inalterado durante a vigência do contrato, transferindo ao comercializador o risco associado às oscilações do mercado. Na tarifa indexada, por outro lado, o preço acompanha a evolução do custo de aquisição da eletricidade no mercado grossista do MIBEL, fazendo com que esse risco seja assumido pelo consumidor, que pode beneficiar de períodos de preços reduzidos, mas também fica exposto a aumentos significativos (ERSE, 2023). Além dessas modalidades, o mercado retalhista português caracteriza-se pela diversidade de ofertas comerciais, incluindo contratos conjuntos de eletricidade e gás natural, ofertas condicionadas à adesão a outras entidades, contratos com fidelização e respetivas penalizações por incumprimento, bem como pacotes que incluem serviços complementares, como seguros, assistência técnica ou descontos comerciais (ERSE, 2023).

As tarifas também diferem em função da estrutura horária de faturação. A tarifa simples aplica um preço único para o quilowatt-hora ao longo de todo o dia, enquanto a tarifa bi-horária

estabelece preços distintos para os períodos de vazio e de fora de vazio. Já a tarifa tri-horária acrescenta o período de horas cheias entre os períodos de vazio e de ponta, podendo ainda evoluir para a modalidade tetra-horária, na qual o período de vazio é subdividido em vazio normal e super vazio (ERSE, 2023). Essa diferenciação tarifária cria incentivos para a deslocação do consumo para períodos de menor custo, contribuindo para uma utilização mais eficiente da rede elétrica. Os ciclos horários podem ser organizados segundo um regime diário, com horários constantes ao longo do ano, ou semanal, em que os períodos variam entre dias úteis e fins de semana, bem como entre os horários de verão e de inverno (ERSE, 2023).

Outro elemento relevante na contratação do serviço é a definição da potência contratada, correspondente à potência disponibilizada pelo operador da rede no respetivo ponto de entrega. Nos fornecimentos em média e alta tensão, esse valor é atualizado com base na máxima potência registada durante os doze meses anteriores (ERSE, 2023). Para assegurar o cumprimento desse limite, os operadores das redes de distribuição instalam dispositivos de controlo que impedem a utilização de potência superior à contratada, sem custos adicionais para o consumidor (ERSE, 2023).

Adicionalmente, os consumidores podem mudar de comercializador de forma gratuita e sem interrupção do fornecimento de eletricidade, por meio de um processo coordenado pelo Operador da Mudança de Comercializador (OMLC). Como instrumento de apoio à decisão, a ERSE disponibiliza ainda simuladores de preços que permitem comparar as ofertas existentes e selecionar a opção mais adequada ao perfil de consumo de cada utilizador (ERSE, 2023).

3.1.3 Mercados Locais de Energia

A última década foi marcada pela expansão da geração distribuída baseada em sistemas solares fotovoltaicos, impulsionada pelas políticas de incentivo às fontes renováveis. Esse movimento favoreceu a transição de um modelo tradicional, caracterizado pela concentração da geração em grandes centrais distantes dos centros de consumo, para uma estrutura mais descentralizada, na qual a produção ocorre próxima aos consumidores (Silva, 2019). Nesse contexto, a combinação entre a volatilidade observada nos mercados organizados e o crescimento da geração distribuída impulsionou, em Portugal, o desenvolvimento dos mercados locais de energia, criados para complementar os mercados grossista e retalhista, reduzir os impactos das oscilações de preços e ampliar o aproveitamento da energia produzida localmente (Crispim et al., 2023).

Os mercados locais de energia podem ser definidos como arranjos destinados a coordenar a produção, a comercialização, o armazenamento, a distribuição, a partilha e o consumo de eletricidade proveniente de recursos energéticos distribuídos, em uma área geográfica delimitada e fundamentados em critérios de proximidade física e elétrica (Crispim et al., 2023). O desenvolvimento desses mercados é impulsionado por fatores externos (de natureza ambiental, política, económica e social) e fatores internos relacionados ao desenvolvimento de novos modelos de negócio, capazes de ampliar a participação dos diferentes agentes e viabilizar estruturas organizacionais até então inexistentes, com benefícios técnicos e económicos. Nesse

contexto, destaca-se a figura do prosumidor, consumidor que também produz eletricidade e passa a desempenhar um papel ativo no sistema elétrico, substituindo o perfil tradicionalmente passivo do consumidor de energia (Azevedo, 2013).

3.1.4 Enquadramento Legislativo para Comunidades de Energia

Em Portugal, o desenvolvimento das Comunidades de Energia Renovável (CERs) teve início com a publicação do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que estabeleceu o regime jurídico do autoconsumo, reconheceu o Autoconsumo Coletivo e as Comunidades de Energia Renovável e criou as bases para a organização desse modelo no país (Diário da República, 2019; ADENE, DGEG, 2022). Esse marco regulatório também reconheceu a figura do prosumidor, permitindo que os consumidores passassem a produzir, consumir e gerir a sua própria energia, desde que observadas as condições estabelecidas pela legislação (Villar, Mello and Lopes, 2023).

O processo de consolidação desse modelo foi ampliado com a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, atualmente em vigor, que reorganizou o Sistema Elétrico Nacional, transpôs também a Diretiva (UE) 2019/944 e reconheceu juridicamente as Comunidades de Energia Renovável, ampliando a sua abrangência para incluir condomínios e outras entidades locais (Diário da República, 2022; Casimiro et al., 2023). Na sequência, o Decreto-Lei n.º 30-A/2022, de 18 de abril, estabeleceu medidas excecionais para simplificar os procedimentos relacionados à produção de energia a partir de fontes renováveis, enquanto o Decreto-Lei n.º 72/2022, de 19 de outubro, alterou esse regime com o objetivo de facilitar a implementação de projetos de produção e armazenamento de energia renovável.

Como resultado desse processo regulatório, Portugal tem avançado no cumprimento das metas energéticas e ambientais estabelecidas pela União Europeia por meio da descentralização da geração de eletricidade e da ampliação da participação dos consumidores no setor elétrico. Em 2023, o Regulamento do Autoconsumo estabeleceu as regras aplicáveis à partilha de energia, definiu critérios de governança para as comunidades e disciplinou aspectos relacionados ao seu funcionamento. Apesar desses avanços, naquele momento apenas cerca de 5% dos projetos licenciados atendiam aos requisitos necessários para serem formalmente reconhecidos como CERs (ERSE, 2023).

Em 2024, o Decreto-Lei n.º 99/2024 introduziu novos incentivos ao setor, isentando os projetos de autoconsumo de encargos regulatórios por um período de sete anos e elevando para 51% a meta de participação das fontes renováveis na matriz energética nacional até 2030. Essas medidas foram complementadas pelo Despacho n.º 1177/2024, que reforçou o apoio institucional ao desenvolvimento das comunidades energéticas. Apesar da evolução do quadro regulatório, a expansão das CERs ainda enfrenta desafios importantes. Entre os principais obstáculos destacam-se as limitações da infraestrutura da rede elétrica em determinadas regiões e a reduzida remuneração da energia excedente, fatores que comprometem a atratividade econômica de novos projetos e limitam a adesão de novos participantes (Portugal, s.d.).

No que se refere à propriedade e à governança, a legislação portuguesa determina que as Comunidades de Energia Renovável sejam constituídas como entidades jurídicas próprias, com adesão voluntária dos seus membros e uma estrutura de gestão baseada na participação local, na transparência e na geração de benefícios para a comunidade (ADENE, DGEG, 2022). Em relação ao financiamento, o Fundo Ambiental disponibiliza apoio técnico e linhas de crédito para projetos locais, enquanto a isenção de encargos regulatórios por sete anos representa um importante mecanismo de incentivo à implementação de novas comunidades energéticas (Portugal, s.d.). Sob o aspecto legal e regulatório, o país vem consolidando um conjunto de normas voltadas ao licenciamento, à partilha de energia e à operação das CERs, estabelecendo critérios para o acesso à rede elétrica e definindo as responsabilidades dos diferentes agentes envolvidos (Casimiro et al., 2023; ERSE, 2023).

3.2 Estrutura e Organização do Mercado Brasileiro de Eletricidade

O sistema elétrico brasileiro é operado de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidade responsável pela coordenação da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), um sistema de grande extensão territorial e que integra usinas hidrelétricas (base predominante), termoeletricas e eólicas (ONS, 2025). A regulação do setor é exercida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), enquanto as operações de comercialização são administradas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Atualmente, a matriz energética brasileira caracteriza-se pela elevada participação de fontes renováveis, que representam aproximadamente 48% da oferta interna de energia, percentual significativamente superior à média mundial, estimada em cerca de 13,5% (EPE, 2024).

A estrutura do mercado brasileiro foi criada para estimular a participação da iniciativa privada e ampliar a concorrência nos segmentos de geração e comercialização, mantendo sob regulação as atividades de transmissão e distribuição, em razão de suas características de monopólio natural. Paralelamente à organização institucional do setor, a configuração da matriz elétrica brasileira exerce influência direta sobre a operação do sistema. Nesse contexto, a elevada participação da geração hidrelétrica faz com que o SIN permaneça suscetível aos riscos hidrológicos, cujos impactos podem comprometer a confiabilidade do suprimento de energia elétrica (Ribeiro et al., 2023).

Atualmente, existem dois ambientes de comercialização de energia elétrica: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), os quais apresentam mecanismos distintos de contratação, formação de preços e relacionamento entre os agentes do setor. No ACR, os consumidores são atendidos pelas distribuidoras locais e as tarifas são reguladas e homologadas pela ANEEL, sendo definidas por meio de processos periódicos de revisão e reajuste tarifário que contemplam os custos de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica.

Em contrapartida, no ACL, consumidores, geradores e comercializadores negociam livremente as condições contratuais, incluindo preços, prazos e volumes de energia, enquanto as diferenças entre os montantes contratados e efetivamente verificados são liquidadas no mercado de curto prazo com base no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), calculado pela CCEE a partir de modelos computacionais de otimização do despacho hidrotérmico (CCEE, 2024).

Embora o desenvolvimento histórico do setor elétrico brasileiro tenha sido marcado pela predominância da geração hidrelétrica de grande porte e pela reduzida participação do mercado livre, observa-se, nos últimos anos, um processo gradual de ampliação do ACL. Nesse contexto, entre as principais iniciativas implementadas, destacam-se a ampliação do acesso ao MLE para consumidores de menor porte e o avanço da regulamentação da Geração Distribuída (GD). Embora ambas representem importantes transformações no setor elétrico brasileiro, o MLE está inserido no ACL, enquanto a GD se desenvolve no âmbito do ACR.

3.2.1 Ambiente de Comercialização Regulado

Atualmente, o ACR ainda concentra a maior parte das unidades consumidoras brasileiras, abrangendo principalmente consumidores residenciais e pequenos estabelecimentos comerciais, caracterizados por reduzido consumo individual. Nesse ambiente, o fornecimento de energia elétrica é realizado pela distribuidora local, mediante tarifas reguladas homologadas pela Aneel. Essas tarifas são compostas, essencialmente, pela Tarifa de Energia (TE) e pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), cujos valores são definidos por meio de processos periódicos de reajuste e revisão tarifária conduzidos pela agência reguladora.

Embora os consumidores do ACR permaneçam vinculados às distribuidoras, a regulamentação vigente permite que produzam parte da energia consumida por meio da Geração Distribuída (GD). Esse modelo vem assumindo papel cada vez mais relevante no processo de descentralização do setor elétrico brasileiro, acompanhando uma tendência observada em diversos países, marcada pela crescente digitalização das redes elétricas, pela incorporação de fontes renováveis e pela ampliação da participação ativa dos consumidores. Nesse contexto, a modalidade de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) apresentou expressiva expansão nos últimos anos, consolidando-se como um dos principais instrumentos de democratização do acesso à geração de energia elétrica (MME, 2019).

O atual arcabouço regulatório da GD é fundamentado pela Resolução Normativa Aneel nº 1.000/2021, que consolidou as regras aplicáveis aos serviços de distribuição, incorporando grande parte das disposições anteriormente estabelecidas pela revogada REN nº 482/2012; pela Lei nº 14.300/2022, que instituiu o marco legal da MMGD, proporcionando maior segurança jurídica e previsibilidade regulatória ao setor; e pela Resolução Normativa Aneel nº 1.059/2023, responsável por regulamentar a referida lei e aperfeiçoar as regras de participação dos consumidores no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) (Aneel, 2021; Brasil, 2022; Aneel, 2023).

No âmbito do SCEE, são previstas diferentes modalidades de utilização da geração distribuída, entre as quais se destacam o autoconsumo local, o autoconsumo remoto, os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras (EMUC) e a geração compartilhada. Essas modalidades permitem diferentes formas de compartilhamento dos créditos de energia, constituindo mecanismos regulatórios capazes de viabilizar arranjos coletivos de geração e consumo de eletricidade. Embora iniciativas dessa natureza ainda sejam incipientes em alguns contextos brasileiros, como observado em cooperativas do estado de São Paulo (Siqueira, 2023), elas representam alternativas compatíveis com a regulamentação vigente e aproximam o modelo brasileiro dos conceitos associados às comunidades de energia.

Nesse contexto, a geração distribuída configura-se como o principal instrumento regulatório de aproximação entre as comunidades de energia e o ordenamento jurídico brasileiro. As modalidades previstas no SCEE possibilitam que consumidores e geradores estabeleçam diferentes formas de cooperação para compartilhar créditos de energia, permitindo a participação conjunta em empreendimentos de geração, mesmo quando as unidades consumidoras se encontram fisicamente distintas. Dessa forma, consumidores que também produzem eletricidade podem utilizar a energia excedente para compensar o consumo de outras unidades consumidoras elegíveis, observadas as condições e os limites estabelecidos pela regulamentação da ANEEL.

Verifica-se, portanto, que o marco regulatório atualmente vigente já oferece mecanismos capazes de viabilizar modelos coletivos de geração e compartilhamento de energia, especialmente por meio da geração compartilhada e dos empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras. Ainda que esses arranjos não correspondam integralmente ao conceito de CER adotado em países como Portugal, eles representam a principal base regulatória disponível para a implementação de estruturas colaborativas de geração distribuída no Brasil. Apesar desse avanço, a difusão desses modelos permanece limitada e concentrada em iniciativas pontuais, frequentemente promovidas por cooperativas, associações ou empresas, evidenciando a ausência de uma política pública específica e integrada voltada ao desenvolvimento de comunidades de energia.

3.2.2 Ambiente de Comercialização Livre

O ACL, por sua vez, permite que os consumidores escolham livremente seus fornecedores de energia elétrica e negociem diretamente contratos bilaterais, buscando condições comerciais e preços mais competitivos. As diferenças entre a energia contratada e a efetivamente consumida são liquidadas no mercado de curto prazo administrado pela CCEE. Apesar dessa flexibilidade, a participação de consumidores de menor porte nesse ambiente ainda é restrita (Burin, Fogliatto e Hsuan, 2023), o que tem impulsionado a consolidação da figura do comercializador varejista. Esse agente, funcionalmente equivalente ao agregador adotado em diversos mercados europeus, tem sido apontado como um dos principais mecanismos para ampliar o acesso de pequenos consumidores ao mercado livre de energia.

A abertura gradual do ACL no Brasil ocorreu por meio de sucessivos instrumentos regulatórios que ampliaram, de forma progressiva, o universo de consumidores aptos a migrar para esse ambiente. Entre os principais marcos destacam-se a Lei nº 10.848/2004, que estabeleceu as diretrizes gerais para a comercialização de energia elétrica; as Resoluções Normativas Aneel nº 570/2013 e nº 654/2015, responsáveis pela regulamentação da atuação dos comercializadores varejistas; as Portarias nº 514/2018 e nº 465/2019, que iniciaram e deram continuidade ao cronograma de redução dos limites de carga para acesso ao mercado livre; a Lei nº 14.120/2021, que fortaleceu a segurança jurídica relacionada à inadimplência dos comercializadores varejistas; e, por fim, a Portaria nº 50/2022, que estendeu o direito de escolha do fornecedor de energia a todos os consumidores do Grupo A (Alfing, 2023).

Além da contratação de energia no mercado livre, o ACL também contempla a modalidade de autoprodução, na qual o consumidor produz energia para atendimento de sua própria demanda e pode injetar excedentes na rede elétrica. Esse modelo possibilita tanto a utilização de fontes renováveis quanto a comercialização da energia excedente, embora sua implementação envolva procedimentos regulatórios mais complexos quando comparados aos da geração distribuída, em razão das características e da escala dos empreendimentos normalmente associados a essa modalidade.

As diferenças entre a geração distribuída, inserida no ACR, e o MLE, integrante do ACL, são significativas. Na geração distribuída, a comercialização de energia elétrica não é permitida, sendo admitido apenas o sistema de compensação de créditos, restrito à área de concessão da distribuidora e baseado na tarifa regulada de compensação. Em contrapartida, no MLE é permitida a comercialização dos excedentes de energia sem limitação territorial, com preços definidos livremente por negociação entre as partes (Energés, 2023). Essa distinção possui papel central na estruturação das Comunidades de Energia Renovável (CER) no contexto brasileiro, uma vez que estabelece os diferentes mecanismos pelos quais essas comunidades podem interagir com o mercado de energia, seja por meio do acesso ao ACL via comercializador varejista, seja por meio do sistema de compensação de créditos previsto para a geração distribuída no âmbito do ACR.

3.3 Convergências e Divergências entre os Mercados

A comparação entre as estruturas dos mercados brasileiro e português de eletricidade evidencia diferenças estruturais que condicionam diretamente a modelagem de comunidades de energia em cada contexto nacional. No Brasil, a coexistência entre o ACR e ACL configura um mercado parcialmente dividido, no qual a maior parte dos consumidores residenciais e comerciais permanece vinculada à distribuidora local sob tarifas reguladas. Nesse cenário, a viabilização de arranjos coletivos de geração e consumo depende, sobretudo, do arcabouço regulatório do SCEE no âmbito da MMGD, que restringe a compensação de créditos ao território de atuação de uma única distribuidora e veda a comercialização direta do excedente fora dessa lógica compensatória.

Em Portugal, por sua vez, a liberalização do mercado retalhista já se encontra consolidada. Com isso, a regulação tarifária passou a exercer um papel mais restrito, limitado ao segmento remanescente de fornecimento de último recurso e, principalmente, à definição da tarifa de acesso às redes, paga por todos os consumidores, independentemente do regime contratual adotado. Essa diferença estrutural, entre um mercado brasileiro ainda majoritariamente regulado e um mercado português já liberalizado, serve de base para a análise das principais convergências e divergências identificadas entre os dois modelos regulatórios aplicáveis às comunidades de energia.

A estrutura tarifária portuguesa aplicável ao autoconsumo incide predominantemente sobre a energia ativa. No Brasil, diferentemente, a fatura de energia elétrica é separada entre a TE e a TUSD. Essa distinção se mostra relevante para a análise de viabilidade das comunidades de energia, pois a economia gerada pela CER no contexto brasileiro depende diretamente de quais componentes da TUSD são efetivamente compensados, ao passo que, em Portugal, o benefício da geração compartilhada incide de forma mais direta sobre o valor final do kWh consumido.

Essa diferença torna-se ainda mais evidente quando se analisam os encargos associados ao uso da infraestrutura elétrica. A TAR, em Portugal, representa o custo de utilização da infraestrutura de distribuição e transporte de energia. Para as comunidades de energia renovável, existem mecanismos de isenção de parcelas específicas da TAR, com o propósito de incentivar a geração local. No Brasil, o componente equivalente é o Fio B, integrante da TUSD, responsável pela remuneração dos ativos da distribuidora. A Lei nº 14.300/2022 introduziu a cobrança gradual desse componente para a micro e minigeração distribuída, o que impacta diretamente o *payback* dos projetos de geração compartilhada e, por consequência, a atratividade econômica das comunidades de energia no país.

Além das diferenças relacionadas à estrutura tarifária, os dois modelos também apresentam particularidades quanto à organização e à gestão das comunidades de energia. A EGAC, em Portugal, concentra responsabilidades técnicas e administrativas, funcionando como ponto de contato entre a comunidade de energia e a rede elétrica. No Brasil, esse papel é desempenhado pela administradora do consórcio ou da cooperativa constituída para a geração compartilhada. A principal divergência entre os dois modelos reside no grau de autonomia conferido a cada figura de gestão, uma vez que a EGAC dispõe de maior flexibilidade regulatória para administrar o balanço energético em tempo real, já no Brasil, a gestão assume caráter administrativo e contábil perante a distribuidora local.

Essas diferenças de gestão refletem-se diretamente na forma como a energia compartilhada é contabilizada e convertida em benefícios para os participantes. O modelo português permite um abatimento mais direto sobre a fatura de energia elétrica. O Brasil, por sua vez, utiliza o SCEE, no qual a energia injetada na rede gera créditos em kWh, passíveis de utilização em até 60 meses.

Dessa forma, uma das principais diferenças entre os dois modelos está na forma de distribuição desses benefícios entre os participantes da comunidade. Portugal admite o uso de coeficientes variáveis, o que possibilita que a partilha da energia entre os membros da comunidade se ajuste

dinamicamente conforme o consumo instantâneo de cada participante. No Brasil, a regulação vigente exige a definição prévia de percentuais fixos de rateio, comunicados formalmente à distribuidora, o que tende a limitar a eficiência energética da comunidade e a gerar desperdício de créditos não utilizados por parte de alguns membros.

Para além dos pontos citados, os dois países também adotam políticas de incentivo distintas para fomentar o desenvolvimento das comunidades de energia. Portugal adota políticas de incentivo que contemplam isenções nos Custos de Interesse Econômico Geral (CIEG) aplicáveis às comunidades de energia. No Brasil, a política em vigor prevê uma transição gradual, na qual o prosumidor passa a arcar com o uso da rede de forma escalonada até o ano de 2029. Essa trajetória indica que o modelo brasileiro caminha para uma redução progressiva dos subsídios atualmente concedidos à geração distribuída, o que reforça a relevância de uma gestão eficiente dos arranjos comunitários frente à retirada gradual desses benefícios.

Além disso, enquanto Portugal diferencia a Comunidade de Energia Renovável (CER), voltada a benefícios ambientais e sociais, do Autoconsumo Coletivo (ACC), voltado à economia direta entre os participantes, o Brasil aglutina essas duas lógicas sob uma única modalidade, a Geração Compartilhada. A implementação de uma CER no Brasil exige a constituição de um consórcio ou de uma cooperativa, o que impõe uma carga burocrática e tributária adicional, a ser considerada na análise de viabilidade econômica dos empreendimentos comunitários. Dessa forma, a Tabela 3 consolida os elementos discutidos, contrapondo os componentes regulatórios e tarifários equivalentes entre os dois modelos.

Tabela 3 – Análise Comparativa entre os Mercados

Componente	Portugal	Brasil
Tarifa de referência	Tarifa de energia, com foco na energia ativa	Separação entre TE e TUSD
Encargo de rede	Tarifa de Acesso às Redes (TAR)	Componente Fio B (TUSD Fio B)
Gestão da comunidade	Entidade Gestora de Autoconsumo (EGAC)	Administradora de consórcio ou cooperativa
Compensação de créditos	Abatimento direto na fatura (kWh)	Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)
Rateio de benefícios	Coeficientes variáveis (dinâmicos)	Percentuais fixos (estáticos)
Uso da rede pública	Isenções parciais de encargos (CIEG)	Transição gradual de encargos (Fio B)
Figura jurídica	CER ou Autoconsumo Coletivo (ACC)	Geração Compartilhada

Fonte: Elaborado pelo autor.

A comparação entre os modelos regulatórios brasileiro e português evidencia que, embora ambos busquem incentivar a geração distribuída a partir de fontes renováveis e ampliar a participação dos consumidores na produção e no compartilhamento de energia, existem diferenças significativas na forma como esses objetivos são operacionalizados. As principais distinções concentram-se no grau de liberalização do mercado de eletricidade, na flexibilidade dos mecanismos de gestão e partilha da energia e na estrutura jurídica adotada para a organização das comunidades de energia. Apesar dessas diferenças, a experiência portuguesa fornece referências relevantes para o aprimoramento do modelo brasileiro, especialmente no que se refere à adoção de mecanismos mais flexíveis de alocação da energia compartilhada e à simplificação da estrutura jurídica necessária à constituição dessas comunidades.

4 Estudo de Caso

Nos capítulos anteriores, foram discutidas as contribuições das CER para a transição energética, destacando o seu potencial para aumentar a flexibilidade operacional do sistema elétrico e promover benefícios ambientais, econômicos e sociais para os seus participantes. Também foram analisados os modelos regulatórios e organizacionais que caracterizam os mercados de eletricidade Português e Brasileiro, abrangendo tanto o funcionamento dos mercados regulados e liberalizados quanto os principais incentivos e legislações já existentes voltados para a implementação dessas comunidades. Essas análises permitiram evidenciar as diferenças estruturais, regulatórias e operacionais entre os dois países, bem como os desafios e novas oportunidades associados à expansão das CER.

Além dos benefícios citados, as CER também podem contribuir para a redução dos custos com energia elétrica para os participantes da comunidade, possibilitada pelo compartilhamento dos benefícios da geração de energia renovável, diminuindo a dependência de fontes externas de eletricidade. Essa característica torna o modelo muito interessante para unidades consumidoras residenciais, que representam uma parcela significativa da demanda elétrica tanto no Brasil quanto em Portugal. Este cenário é extremamente favorável para a adoção de modelos de geração compartilhada.

Nesse contexto, o presente capítulo apresenta um estudo de caso que visa analisar uma comunidade de energia composta por oito participantes de unidades residenciais ligadas a uma rede de baixa tensão. Inicialmente, são definidos os perfis dos participantes e as características energéticas da comunidade. Em seguida, são avaliados três modelos distintos de partilha de benefícios, com o objetivo de identificar aquele que proporciona os melhores resultados em termos de autoconsumo e autossuficiência energética.

A comparação entre os cenários busca evidenciar, de forma prática, as diferenças operacionais associadas a cada modelo de partilha, permitindo analisar suas vantagens e limitações.

Adicionalmente, o estudo apresenta a avaliação de estratégias voltadas à melhoria do desempenho energético da comunidade, considerando a aplicação de recursos adicionais capazes de ampliar os níveis de autoconsumo e autossuficiência energética. Por fim, busca-se analisar as condições que favorecem a implementação e consolidação das CERs no contexto Brasileiro, utilizando como referência a experiência regulatória e operacional já observada no mercado Português, que apresenta maior maturidade no desenvolvimento desse modelo.

4.1 Caracterização da Comunidade de Energia Analisada

A comunidade de energia analisada é composta por oito unidades residenciais conectadas a uma rede de baixa tensão localizada no Norte de Portugal e sua representação simplificada pode ser observada na Figura 8. Embora os dados utilizados sejam provenientes de uma comunidade inserida no contexto português, a base de dados será utilizada para avaliar a aplicação dos modelos de partilha de energia no contexto regulatório e operacional brasileiro.

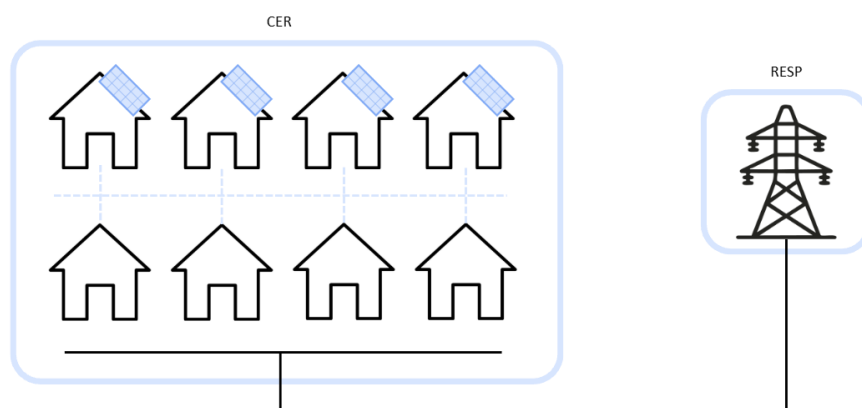


Figura 8 - Modelo da CER Estudada.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Ressalta-se que os perfis de consumo e geração podem apresentar variações conforme a localização geográfica, em função de fatores como níveis de radiação solar, condições climáticas, hábitos de consumo e tecnologias aplicadas nos sistemas de geração. Entretanto, o foco deste estudo está apenas na análise dos métodos de partilha de energia e na sua aplicação em uma comunidade de energia.

Os dados analisados correspondem ao período compreendido entre 01 de janeiro de 2025 e 31 de dezembro de 2025, totalizando um ano completo de medições horárias de consumo e geração de energia elétrica. Como premissa deste estudo de caso, considera-se que todas as unidades residenciais dispõem de infraestrutura adequada para monitoramento e gerenciamento energético, incluindo sistemas de medição inteligente capazes de realizar a coleta contínua de dados em tempo real. Essa estrutura possibilita uma análise detalhada do comportamento energético dos participantes da comunidade.

Tabela 2 - Dados de consumo e geração da comunidade.

Mês	Energia Consumida [kWh]	Energia Gerada [kWh]
Janeiro	4368,009	351,508
Fevereiro	3915,262	276,381
Março	3715,267	671,151
Abril	3015,722	675,752
Maio	2776,347	739,695
Junho	2797,834	802,080
Julho	2775,720	790,564
Agosto	2881,318	792,086
Setembro	2693,099	596,097
Outubro	2817,552	562,715
Novembro	3207,580	544,976
Dezembro	3579,806	280,818
Total	38543,515	7083,822

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 2 apresenta os dados consolidados de consumo e geração de energia em agrupamentos mensais da comunidade. Para a composição da CER, os participantes foram classificados em dois perfis distintos: prosumidores e consumidores. Dos oito participantes analisados, quatro foram caracterizados como prosumidores, isto é, unidades que possuem geração própria de energia elétrica e que simultaneamente realizam consumo de energia normalmente em suas residências. Os demais participantes são classificados como consumidores, não contribuindo com geração de energia para a comunidade.

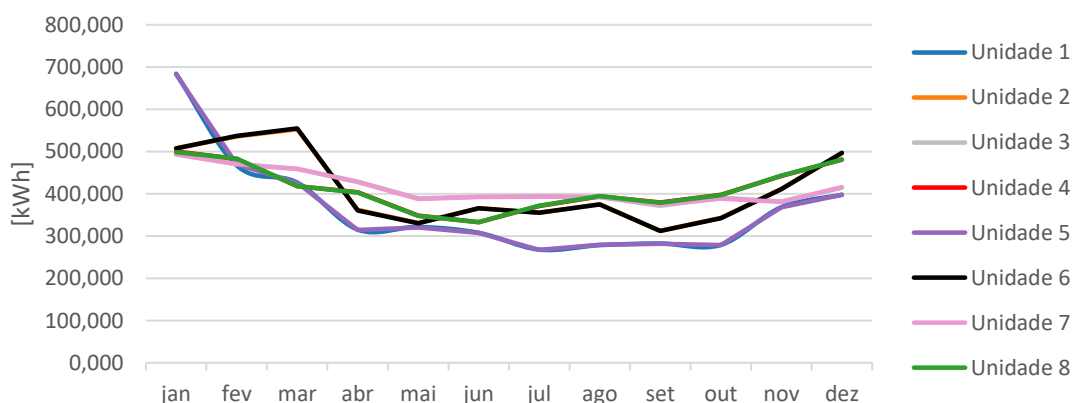


Figura 9 - Curva de consumo por unidade ao longo dos meses.

Fonte: Elaborado pelo autor.

As Figuras 9 e 10 apresentam, respectivamente, as curvas anuais de consumo e geração de energia da comunidade. A partir da análise dos dados acumulados, observa-se uma variação ao longo do ano, influenciada principalmente pelas condições climáticas e pela disponibilidade de recurso solar. É possível notar que os maiores níveis de geração ocorrem entre os meses de maio e agosto. Em contrapartida, os maiores níveis de consumo são observados no meses de janeiro e dezembro.

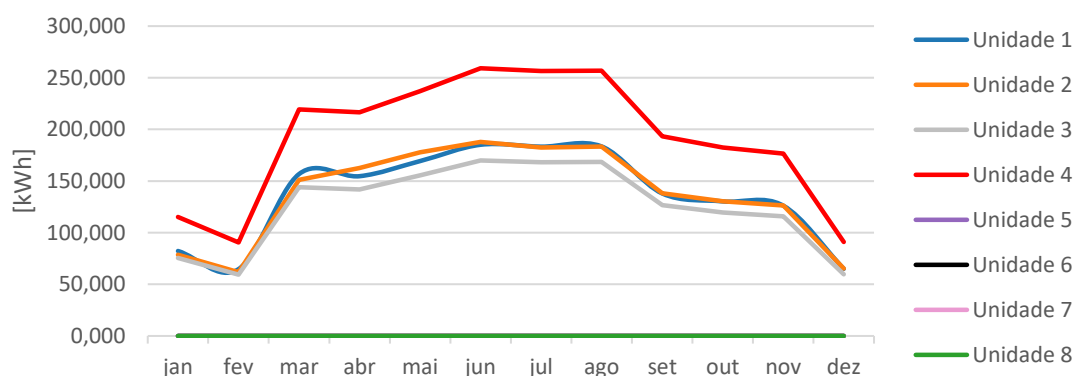


Figura 10 - Curva de geração por unidade ao longo dos meses.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A avaliação dos montantes acumulados de consumo e geração permite compreender o comportamento global da comunidade ao longo dos diferentes períodos do ano, evidenciando variações temporais relevantes para a análise do desempenho energético da CER. Em relação aos perfis horários de operação, observa-se que os participantes apresentam padrões de consumo relativamente semelhantes, característica esperada para unidades residenciais. As Figuras 11 e 12 apresentam, respectivamente, as curvas médias horárias de consumo e geração de energia dos participantes da comunidade.

A análise das curvas de consumo indica a ocorrência de dois períodos principais de maior demanda: o primeiro entre 11h e 13h, e o segundo entre 18h e 20h, associado principalmente aos horários de maior permanência dos moradores nas residências e ao uso simultâneo de equipamentos elétricos. Em relação à geração fotovoltaica, verifica-se que a produção de energia se concentra predominantemente entre 9h e 18h, com pico de geração entre 11h e 14h, intervalo correspondente ao período de maior disponibilidade de luz solar.

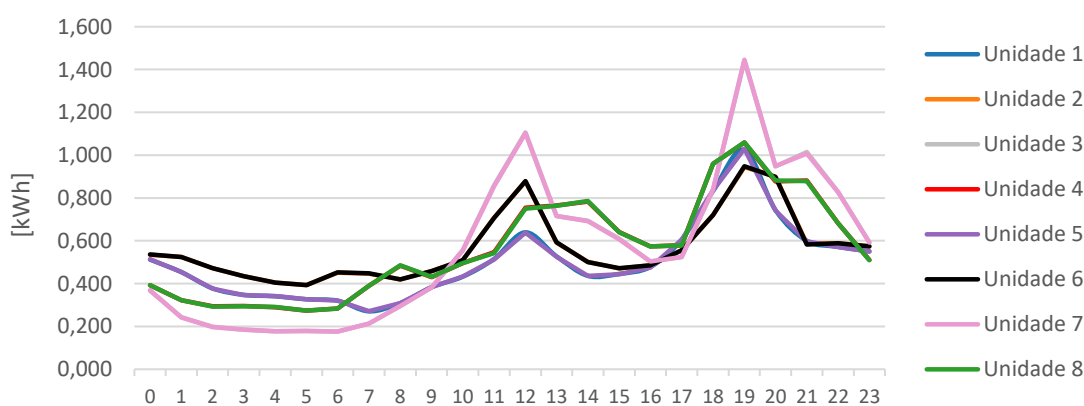


Figura 11 - Curva de consumo médio horário por unidade.

Fonte: Elaborado pelo autor.

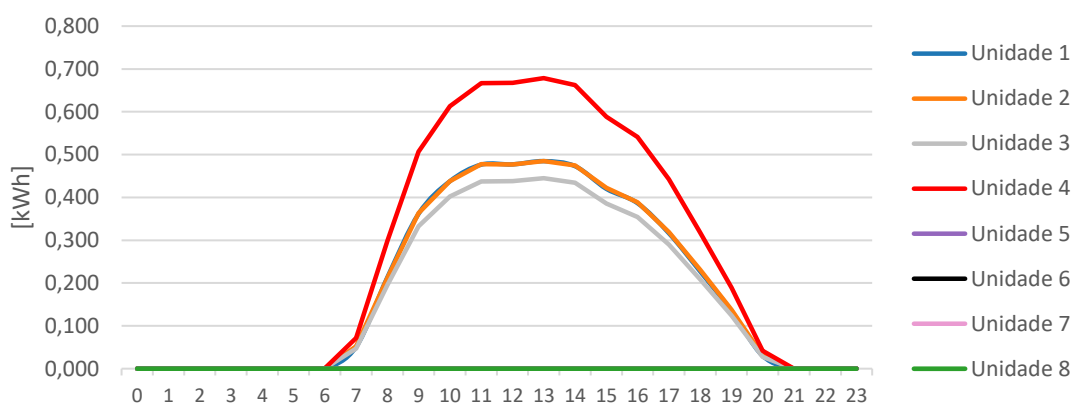


Figura 12 - Curva de geração média horária por unidade.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir da caracterização dos perfis de consumo e geração da comunidade, foi possível realizar uma avaliação preliminar da operação da CER. Essas informações fornecem a base necessária para o desenvolvimento e análise dos cenários que serão propostos a seguir neste estudo.

É importante ressaltar que o objetivo principal deste estudo consiste na análise dos métodos de partilha de benefícios aplicados à CER. Dessa forma, aspectos relacionados aos custos de implementação, financiamento, manutenção e operação dos sistemas não serão considerados no escopo da análise. O foco da investigação está direcionado à avaliação da distribuição da energia compartilhada e dos benefícios energéticos obtidos pelos participantes da CER, sob diferentes estratégias de partilha.

4.2 Apresentação dos Cenários

Com base nos perfis de consumo e geração previamente caracterizados, foram definidos diferentes cenários de operação para a CER, com o objetivo de avaliar os impactos de distintos métodos de partilha de benefícios sobre o desempenho energético da comunidade e sobre a distribuição dos benefícios entre os participantes.

Inicialmente, será analisado o cenário base da comunidade, no qual não há qualquer mecanismo de partilha dos excedentes de geração entre os membros. Nesse caso, cada participante utiliza exclusivamente a energia produzida em sua própria unidade consumidora, enquanto os excedentes são injetados diretamente na rede elétrica. A análise desse cenário permite identificar os níveis de exportação de energia para a rede e o nível de dependência energética dos participantes em relação ao sistema elétrico externo, servindo como referência para comparação com os demais cenários propostos.

Após a definição do caso base, serão avaliados três modelos distintos de partilha de benefícios dentro da CER. O primeiro modelo considera uma divisão igualitária da energia entre todos os participantes da comunidade, independentemente de seus níveis individuais de consumo ou contribuição para a geração de energia.

O segundo cenário adota um modelo de partilha baseado em coeficientes fixos, definidos de acordo com a participação de cada membro na geração de energia total da comunidade. Nesse modelo, a partilha dos benefícios ocorre de forma proporcional à contribuição de cada participante para a geração da comunidade.

Por fim, será analisado um modelo de partilha por coeficientes variáveis, no qual a distribuição da energia é realizada dinamicamente com base no consumo horário dos participantes. Esse método busca adaptar a partilha às necessidades energéticas instantâneas de cada participante, permitindo uma utilização mais eficiente da energia gerada localmente.

A comparação entre os quatro cenários propostos permitirá uma análise detalhada dos diferentes modelos implementados, considerando indicadores relacionados ao autoconsumo e à autossuficiência energética da CER. Além da avaliação global da comunidade, os resultados também serão analisados individualmente para cada perfil de participante, possibilitando identificar os impactos específicos de cada metodologia de partilha sobre prosumidores e consumidores.

Após a simulação e análise comparativa dos cenários, será selecionado o modelo que apresentar o melhor desempenho energético da comunidade, considerando principalmente os níveis de autoconsumo e autossuficiência energética obtidos. Esse cenário será posteriormente utilizado para avaliar a aplicação de estratégias voltadas à melhoria do desempenho energético, com o objetivo de reduzir a dependência dos participantes em relação à rede elétrica. Para isso, serão considerados novos cenários complementares, envolvendo a inserção de outras tecnologias e estratégias operacionais.

O primeiro cenário complementar corresponde à implementação de um Sistema Comunitário de Armazenamento de Energia (*Battery Energy Storage System – BESS*), com o objetivo de armazenar os excedentes de geração e disponibilizá-los nos períodos de maior demanda energética. O segundo cenário avalia a implementação de sistemas de geração fotovoltaica nas unidades inicialmente classificadas apenas como consumidoras, promovendo uma participação ativa desses membros na produção de energia da comunidade.

Na sequência, será avaliado um cenário integrado envolvendo simultaneamente a utilização de um BESS comunitário e a expansão da geração entre os participantes da CER. Por fim, será analisado um cenário combinado, contemplando a integração entre armazenamento de energia, expansão da geração distribuída e estratégias de resposta da demanda, buscando maximizar os índices de autoconsumo e autossuficiência energética da comunidade.

Dessa forma, os cenários definidos permitem não apenas comparar diferentes estratégias de partilha de benefícios dentro da CER, mas também avaliar o impacto da inserção de recursos adicionais voltados ao aumento do desempenho operacional da comunidade. A partir dessa abordagem, busca-se identificar quais configurações operacionais apresentam maior potencial para reduzir a dependência da rede elétrica externa, aumentar o aproveitamento local da energia gerada e contribuir para a consolidação de modelos mais sustentáveis e eficientes de comunidades de energia no contexto brasileiro.

4.3 Modelos de Partilha de Benefício

Conforme discutido anteriormente, a definição do método de partilha de benefícios representa um dos principais fatores para a avaliação do desempenho operacional e energético de uma CER. Na secção 2 deste trabalho, foram apresentados diferentes modelos de partilha aplicáveis às comunidades de energia, destacando suas principais características, vantagens e limitações.

Neste momento, são detalhadas as fórmulas matemáticas adotadas para cada modelo de partilha implementado no estudo de caso, com o objetivo de compreender como ocorre a distribuição da energia entre os diferentes perfis de participantes da comunidade (prosumidores e consumidores). Sendo assim, as equações apresentadas a seguir serão aplicadas considerando o período completo de um ano de operação.

4.3.1 Divisão Igualitária

No modelo de divisão igualitária, toda a energia gerada pela comunidade em cada intervalo de tempo é somada e distribuída de forma uniforme entre todos os participantes da CER, independentemente do perfil de consumo ou da contribuição individual para a geração de energia. Nesse modelo, cada unidade participante recebe a mesma parcela de benefício em cada instante de tempo, garantindo uma distribuição homogênea de energia entre os membros da comunidade. A energia atribuída a cada participante em cada intervalo de tempo é determinada conforme a Equação (1).

$$ER_{IU_i} = \frac{\sum_j E_{UPAC_j}}{8} \quad (1)$$

Onde:

ER_{IU_i} : Energia repartida para a IU_i ;

E_{UPAC_j} : Energia a repartir;

i : Índice da IU;

j : Índice da UPAC.

4.3.2 Divisão por Coeficiente Fixo

O modelo de partilha por coeficientes fixos considera fatores de participação previamente definidos para cada integrante da comunidade. Esses coeficientes podem ser estabelecidos com base em diferentes critérios operacionais, como dias úteis, fins de semana ou, permanecendo constantes conforme as regras estabelecidas internamente pela CER (ADENE, DGEG, 2022).

Neste estudo, os coeficientes de partilha foram definidos de forma proporcional à participação de cada membro na geração energia da comunidade. Para isso, cada coeficiente foi calculado a partir da razão entre a geração total de cada instalação ao longo do período analisado e a geração total acumulada de todas as unidades participantes da CER. Dessa forma, cada

participante possui um coeficiente individual fixo, sendo a soma total dos coeficientes igual a 1. Os valores obtidos para cada participante são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Coeficientes de partilha proporcionais à geração de cada participante.

Instalação	Coeficiente
Unidade 1	0,231
Unidade 2	0,232
Unidade 3	0,212
Unidade 4	0,324
Unidade 5	0,000
Unidade 6	0,000
Unidade 7	0,000
Unidade 8	0,000
Total	1,000

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nesse modelo, a fração de energia destinada a cada unidade permanece constante ao longo do tempo. Entretanto, o valor total da energia compartilhada varia conforme o nível de geração da comunidade em cada intervalo horário. Assim, a energia atribuída a cada participante em cada intervalo de tempo é determinada conforme a Equação (2).

$$ER_{IU_i} = \frac{F_{IU_i}}{\sum_i F_{IU_i}} \cdot \sum_j E_{UPAC_j} \quad (2)$$

Onde:

ER_{IU_i} : Energia repartida na IU_i ;

F_{IU_i} : Energia gerada pela IU_i ;

E_{UPAC_j} : Energia a repartir;

i : Índice da IU;

j : Índice da UPAC.

4.3.3 Divisão por Coeficiente Variável

No modelo de partilha por coeficientes variáveis, a energia gerada pela comunidade é distribuída em função do consumo horário dos participantes. Nesse caso, a partilha do benefício ocorre proporcionalmente à demanda instantânea de cada unidade consumidora, permitindo uma alocação mais dinâmica e de acordo com as necessidades energéticas da comunidade. A utilização de coeficientes variáveis possibilita que a distribuição da energia acompanhe o perfil de consumo dos participantes, promovendo uma utilização mais eficiente da energia gerada pela CER (ADENE, DGEG, 2022).

A equação utilizada neste método apresenta estrutura semelhante à adotada no modelo de coeficientes fixos. Porém, não são utilizados coeficientes previamente estabelecidos. Neste caso, a parcela de energia atribuída a cada instalação é calculada com base na razão entre o consumo horário da unidade e o consumo total da comunidade no mesmo intervalo de tempo.

Dessa forma, a distribuição da energia compartilhada é atualizada dinamicamente a cada hora, refletindo as variações temporais do perfil de consumo dos participantes. Sendo assim, a energia atribuída a cada participante em cada intervalo de tempo é determinada conforme a Equação (3).

$$ER_{IU_i} = \frac{EC_{IU_i}}{\sum_i EC_{IU_i}} \cdot \sum_j E_{UPAC_j} \quad (3)$$

Onde:

ER_{IU_i} : Energia repartida na IU_i ;

EC_{IU_i} : Energia consumida na IU_i ;

E_{UPAC_j} : Energia a repartir;

i : Índice da IU;

j : Índice da UPAC.

4.4 Implementação da Simulação

A simulação para implementação dos modelos de partilha de benefícios da CER foi desenvolvida no *software* Excel, com o objetivo de modelar a distribuição horária da energia compartilhada ao longo de um período completo de um ano. A adoção de uma base temporal horária possibilita analisar com maior precisão o comportamento dinâmico da comunidade, considerando as variações tanto diárias quanto entre os diferentes períodos do ano.

A partir dessa abordagem, é possível analisar o impacto dos diferentes métodos de partilha na operação global da CER, além de avaliar individualmente os efeitos da distribuição da energia compartilhada para cada perfil de participante da comunidade.

Para a análise econômica, foram definidos preços de compra e venda de energia. Os valores adotados são apresentados na seção 4.5.6 deste trabalho e foram estabelecidos com base nas condições atuais do mercado brasileiro e nas tarifas regulatórias vigentes, de forma a garantir maior confiabilidade nos resultados obtidos.

Entretanto, destaca-se que o foco principal do estudo não está diretamente associado à análise financeira da operação, mas sim à análise da distribuição do benefício entre os participantes e ao desempenho da comunidade. Dessa forma, a análise foca, sobretudo, nos níveis de autoconsumo e autossuficiência energética, levando em consideração indicadores relacionados ao aproveitamento local da energia gerada pela CER, à necessidade de importação de energia da rede elétrica externa e aos níveis de excedente de energia não aproveitados pela comunidade.

4.5 Indicadores de Desempenho da Operação Avaliados

A avaliação do desempenho energético da CER foi realizada com base em dois indicadores principais: autoconsumo e autossuficiência energética. A escolha desses indicadores se justifica pelo fato de ambos permitirem analisar diretamente os níveis de aproveitamento local da energia gerada pela comunidade e de dependência à rede elétrica externa.

Além disso, esses indicadores são importantes para estudos relacionados a comunidades de energia e sistemas de geração distribuída, pois possibilitam avaliar a eficiência energética da operação de acordo com as diferentes estratégias de partilha de benefícios aplicados

4.5.1 Autoconsumo

O autoconsumo representa a parcela da energia gerada pela comunidade que é efetivamente consumida pelos participantes da CER. Esse indicador permite avaliar o nível de aproveitamento local da energia produzida, sendo diretamente influenciado pelos perfis de consumo, geração e pelo método de partilha adotado.

Neste estudo, o índice de autoconsumo será calculado a partir da razão entre a energia total autoconsumida pela comunidade em cada intervalo de tempo e a energia total gerada ao longo do período analisado, de acordo com a Equação (4). A energia autoconsumida corresponde à parcela da geração utilizada instantaneamente pelos participantes da CER, após a aplicação do modelo de partilha considerado em cada cenário.

$$AC = \frac{\sum_i E_{LocalAprov.i}}{\sum_j E_{UPAC_j}} \times 100 \quad (4)$$

Onde:

AC : Índice de Autoconsumo de energia;

$E_{LocalAprov.i}$: Energia local consumida na IU_i ;

E_{UPAC_j} : Energia a repartir;

i : Índice da IU;

j : índice da UPAC.

4.5.2 Autossuficiência Energética

A autossuficiência energética representa a capacidade da comunidade de atender sua demanda elétrica utilizando a energia gerada localmente pela CER. Esse índice permite avaliar o nível de independência energética da comunidade em relação à rede elétrica externa.

A autossuficiência será calculada a partir da razão entre a energia total gerada pela comunidade e o consumo total de energia dos participantes ao longo do período analisado, de acordo com a Equação (5). Quanto maior o valor desse indicador, menor é a necessidade de importação de energia da rede elétrica, indicando uma operação mais eficiente sob a perspectiva energética.

$$AS = \frac{\sum_j E_{UPAC_j}}{\sum_i EC_{IU_i}} \times 100 \quad (5)$$

Onde:

AS : Índice de Autossuficiência energética;

EC_{IU_i} : Energia consumida na IU_i ;

E_{UPAC_j} : Energia a repartir;

i : Índice da IU;

j : Índice da UPAC.

4.6 Simulação e Análise dos Resultados

Esta secção apresenta os resultados obtidos a partir da implementação dos modelos de partilha de benefícios definidos anteriormente. A análise será realizada com base nos diferentes cenários propostos, permitindo avaliar o impacto de cada metodologia de partilha no desempenho energético da comunidade e na distribuição da energia compartilhada entre os participantes.

Os cenários serão comparados entre si com o objetivo de identificar o modelo de partilha que apresenta o melhor desempenho energético para a comunidade, servindo posteriormente como base para a implementação das estratégias complementares de melhoria da operação da CER.

4.6.1 Cenário 1: Caso Base

O primeiro cenário representa a condição base de operação da CER estudada, na qual não será aplicado qualquer mecanismo de partilha de benefícios entre os participantes. Neste modelo, cada prosumidor utiliza exclusivamente a energia produzida pela sua própria unidade de geração, sem redistribuição dos excedentes para os restantes membros da comunidade. Assim, os consumidores que não possuem geração local permanecem totalmente dependentes da rede elétrica externa para atender suas cargas. A Figura 13 apresenta a curva média horária do benefício energético recebido por cada unidade participante. Observa-se que apenas as unidades classificadas como prosumidoras recebem esse benefício, enquanto os consumidores não recebem qualquer parcela da geração produzida dentro da CER. Este comportamento ocorre devido à inexistência de um mecanismo de partilha de benefício entre os participantes.

Por sua vez, a Figura 14 apresenta o comportamento médio horário global da CER considerando: a geração, a energia local aproveitada, o consumo proveniente da rede externa e o excedente de energia não aproveitado pela comunidade. Os resultados evidenciam que, mesmo durante os períodos de maior geração de energia, a comunidade mantém elevada dependência da rede elétrica externa, uma vez que a energia gerada pelos prosumidores não é compartilhada com os restantes participantes.

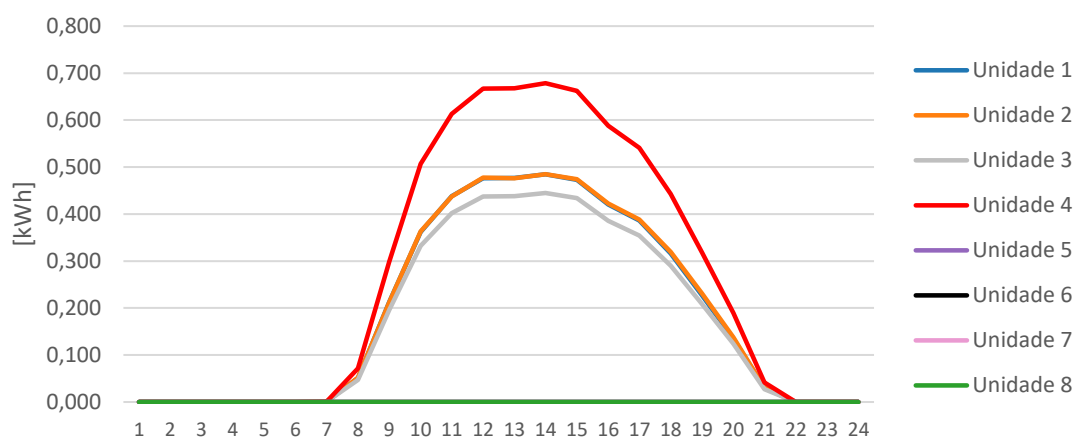


Figura 13 - Curva média horária de alocação dos benefícios no Cenário 1.

Fonte: Elaborado pelo autor

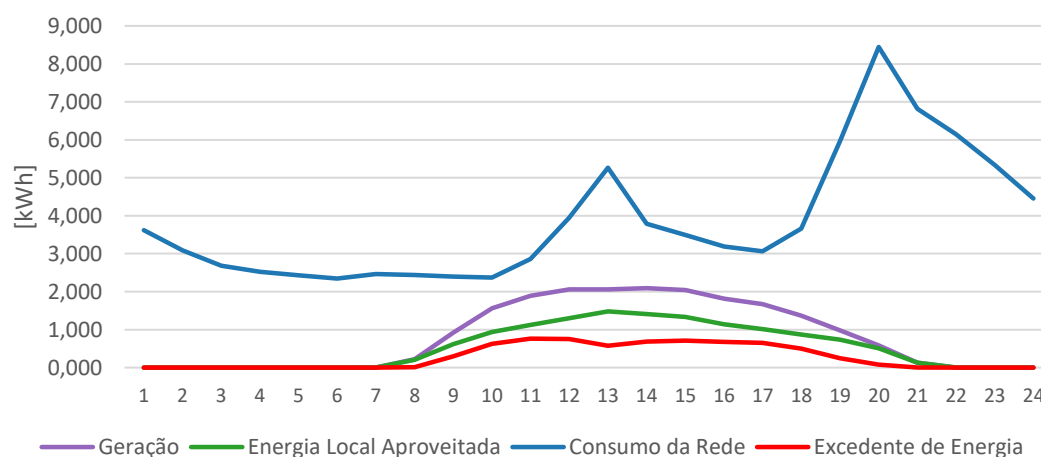


Figura 14 - Curva do comportamento médio horário da CER no Cenário 1.

Fonte: Elaborado pelo autor

Considerando uma análise dos montantes totais, as Tabelas 4 e 5 apresentam os resultados mensais consolidados da operação da CER para o Cenário 1. Ao longo do período analisado, a comunidade apresentou um aproveitamento da energia local de 4.675,840 kWh, enquanto o consumo proveniente da rede atingiu 33.867,674 kWh. Paralelamente, verificou-se um montante total de 2.407,982 kWh de energia excedente não aproveitada pela comunidade.

Nota-se que os maiores índices de autossuficiência ocorreram entre os meses de junho e agosto, período em que houve maior equilíbrio entre geração e consumo da comunidade. Já os menores valores foram observados em janeiro, fevereiro e dezembro, associados ao aumento da dependência energética da rede.

Tabela 4 - Resultados Mensais da CER no Cenário 1.

Mês	Consumo [kWh]	Energia Gerada [kWh]	Energia Local Aproveitada [kWh]	Consumo da Rede [kWh]	Excedente de Energia [kWh]
Janeiro	4368,009	351,508	267,347	4100,661	84,161
Fevereiro	3915,262	276,381	229,131	3686,131	47,250
Março	3715,267	671,151	468,183	3247,084	202,968
Abril	3015,722	675,752	453,128	2562,594	222,624
Maio	2776,347	739,695	441,277	2335,071	298,418
Junho	2797,834	802,080	508,063	2289,771	294,017
Julho	2775,720	790,564	501,191	2274,530	289,373
Agosto	2881,318	792,086	530,506	2350,812	261,580
Setembro	2693,099	596,097	393,905	2299,194	202,192
Outubro	2817,552	562,715	338,555	2478,997	224,160
Novembro	3207,580	544,976	341,092	2866,488	203,884
Dezembro	3579,806	280,818	203,464	3376,342	77,354
Total	38543,515	7083,822	4675,840	33867,674	2407,982

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 5 - Índices de Autoconsumo e Autossuficiência da CER no Cenário 1.

Mês	Autoconsumo	Autossuficiência
Janeiro	76,06%	6,12%
Fevereiro	82,90%	5,85%
Março	69,76%	12,60%
Abril	67,06%	15,03%
Maio	59,66%	15,89%
Junho	63,34%	18,16%
Julho	63,40%	18,06%
Agosto	66,98%	18,41%
Setembro	66,08%	14,63%
Outubro	60,16%	12,02%
Novembro	62,59%	10,63%
Dezembro	72,45%	5,68%
Total	66,01%	12,13%

Fonte: Elaborado pelo autor

O montante de energia local aproveitada foi obtido pela diferença entre o consumo e a geração disponível para cada participante em cada intervalo de tempo. Já o consumo da rede corresponde à parcela da carga não suprida pela geração local da CER. Dessa forma, para os participantes caracterizados apenas como consumidores, neste cenário, todo o consumo é integralmente atendido pela rede externa.

Por sua vez, a energia excedente corresponde à diferença entre a geração de energia de cada participante e o montante efetivamente aproveitado localmente. Como não existe mecanismo

de partilha neste cenário, toda a energia excedente é injetada na rede elétrica externa sem aproveitamento pelos demais membros da CER, representando uma perda do potencial coletivo de utilização da geração.

4.6.2 Cenário 2: Partilha dos Benefícios por Divisão Igualitária

No Cenário 2, será aplicado o método de divisão igualitária dos benefícios energéticos da comunidade, no qual a energia gerada total é repartida de forma uniforme entre os membros participantes da CER, independentemente do perfil individual de consumo ou geração. Este modelo procura promover uma distribuição equilibrada da energia local produzida, mas pode não incentivar a geração de energia dentro da comunidade uma vez que os consumidores não geram energia, mas participam do rateio.

Nesse contexto, a energia gerada por uma instalação não é necessariamente atribuída a ela, pois a geração de cada participante é considerada como a geração da UPAC, ou seja, uma geração comum à comunidade. Dessa forma, a geração total da CER permanece constante nos próximos cenários apresentados, com a diferença residindo na quantidade de eletricidade a que cada membro tem direito, a qual é determinada pelo método de partilha adotado.

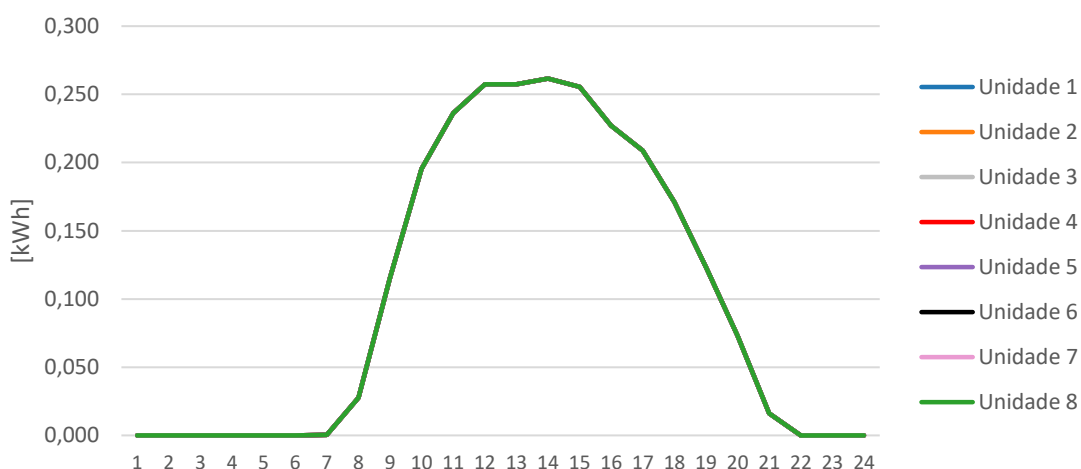


Figura 15 - Curva média horária de alocação dos benefícios no Cenário 2.

Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 15 apresenta a curva média horária do benefício energético recebido por cada unidade da comunidade. Observa-se que, diferentemente do cenário base, os benefícios deixam de estar concentrados apenas nos prosumidores e passam a ser distribuídos entre todos os membros da CER de maneira uniforme. Como consequência, os consumidores passam a receber parte da energia local produzida, reduzindo parcialmente a necessidade de importação de energia da rede elétrica durante os períodos de maior geração fotovoltaica.

Já a Figura 16, que apresenta o comportamento energético médio horário da CER, demonstra que a divisão igualitária contribui para um melhor aproveitamento da energia gerada dentro da

comunidade, reduzindo parcialmente o consumo da rede nos períodos de elevada geração fotovoltaica.

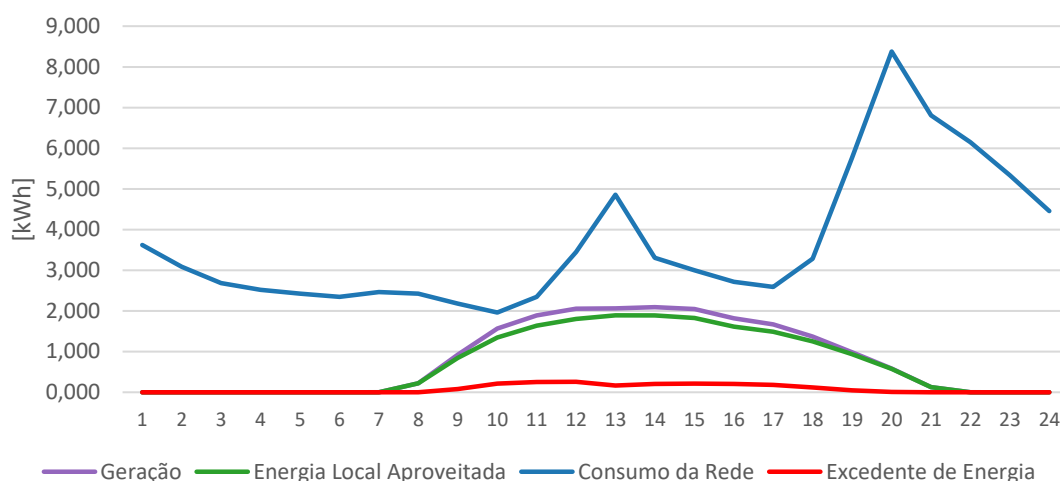


Figura 16 - Curva do comportamento médio horário da CER no Cenário 2.

Fonte: Elaborado pelo autor

Entretanto, mesmo com a redistribuição uniforme da energia, ainda são observados períodos com excedente de energia não aproveitada, principalmente nos horários de pico de geração solar. Isso ocorre devido ao método de partilha aplicado, evidenciando que a simples redistribuição dos benefícios não elimina completamente os excedentes desperdiçados.

Tabela 6 - Resultados Mensais da CER no Cenário 2.

Mês	Consumo [kWh]	Energia Gerada [kWh]	Energia Local Aproveitada [kWh]	Consumo da Rede [kWh]	Excedente de Energia [kWh]
Janeiro	4368,009	351,508	322,488	4045,521	29,021
Fevereiro	3915,262	276,381	266,893	3648,368	9,488
Março	3715,267	671,151	618,965	3096,302	52,186
Abril	3015,722	675,752	617,997	2397,725	57,755
Maio	2776,347	739,695	643,039	2133,308	96,656
Junho	2797,834	802,080	722,809	2075,025	79,272
Julho	2775,720	790,564	706,921	2068,799	83,643
Agosto	2881,318	792,086	731,432	2149,886	60,654
Setembro	2693,099	596,097	533,251	2159,848	62,846
Outubro	2817,552	562,715	487,208	2330,344	75,507
Novembro	3207,580	544,976	470,202	2737,378	74,774
Dezembro	3579,806	280,818	251,927	3327,879	28,891
Total	38543,515	7083,822	6373,131	32170,384	710,691

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 7 - Índices de Autoconsumo e Autossuficiência da CER no Cenário 2.

Mês	Autoconsumo	Autossuficiência
Janeiro	91,74%	7,38%
Fevereiro	96,57%	6,82%
Março	92,22%	16,66%
Abril	91,45%	20,49%
Maio	86,93%	23,16%
Junho	90,12%	25,83%
Julho	89,42%	25,47%
Agosto	92,34%	25,39%
Setembro	89,46%	19,80%
Outubro	86,58%	17,29%
Novembro	86,28%	14,66%
Dezembro	89,71%	7,04%
Total	89,97%	16,53%

Fonte: Elaborado pelo autor

Dessa forma, as Tabelas 6 e 7 apresentam os resultados mensais consolidados da operação da CER no Cenário 2. Considerando uma análise dos montantes totais durante o ano, a comunidade apresentou um aproveitamento da energia local de 6.373,131kWh, enquanto o consumo proveniente da rede atingiu 32.170,384kWh. Paralelamente, verificou-se um montante total de 710,691 kWh de energia excedente não aproveitada pela comunidade.

Apesar dos ganhos observados, este modelo não considera diferenças individuais entre perfis de consumo e geração, o que pode limitar a eficiência da comunidade em determinadas condições operativas. Ainda assim, a abordagem igualitária apresenta vantagens relacionadas à simplicidade de implementação e à percepção de equidade entre os participantes da CER.

4.6.3 Cenário 3: Partilha dos Benefícios por Coeficiente Fixo

No Cenário 3, será aplicado o método de divisão por coeficiente fixo, no qual a distribuição dos benefícios energéticos da CER ocorre a partir de coeficientes previamente definidos para cada membro da comunidade, apresentados na Tabela 2. Este modelo caracteriza-se por atribuir a cada membro da CER um percentual fixo, o qual lhe confere direito à utilização de uma parcela da energia gerada pela UPAC, além de permitir uma distribuição mais direcionada do benefício.

Como o coeficiente por participante é fixo, e a energia total distribuída depende da geração de todas as unidades, não há garantia de que o participante receberá mais ou menos energia do que gerou em cada intervalo de tempo. Esse cenário pode ser vantajoso ou não para os prosumidores, dependendo das circunstâncias específicas de cada caso. De maneira geral, para essa situação, há um certo equilíbrio entre a geração e a repartição da energia. Já os consumidores, não recebem benefícios pois não possuem participação na geração de energia da comunidade.

A Figura 17 apresenta a curva média horária do benefício energético recebido por cada participante. Observa-se que, diferentemente do método apresentado no cenário anterior, a distribuição dos benefícios passa a seguir uma lógica proporcional previamente definida, fazendo com que determinadas unidades recebam parcelas maiores da energia gerada ao longo do dia pela UPAC.

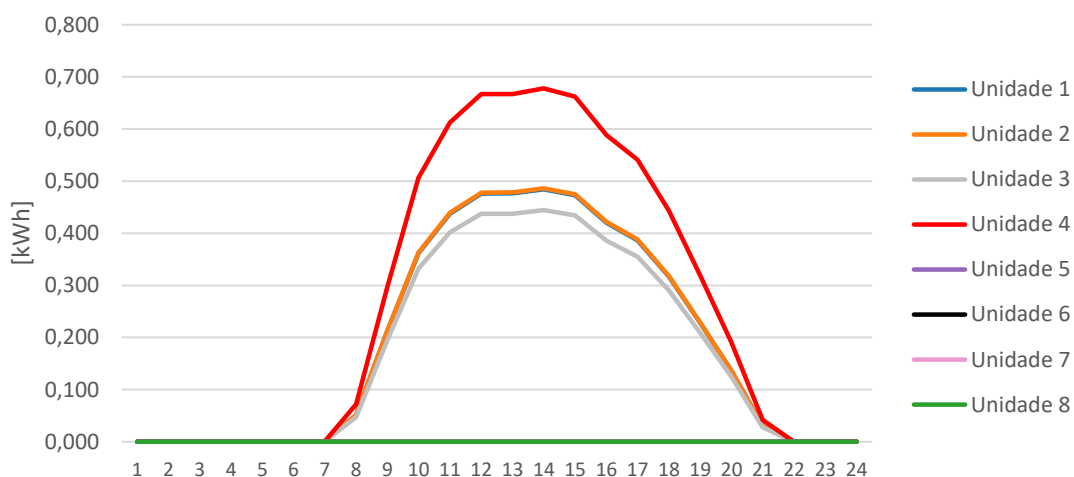


Figura 17 - Curva média horária de alocação dos benefícios no Cenário 3.

Fonte: Elaborado pelo autor

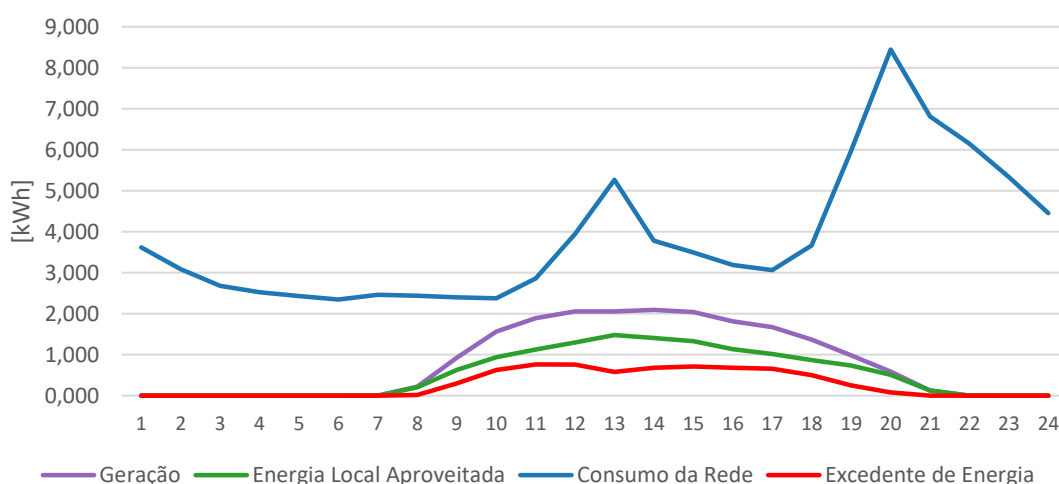


Figura 18 - Curva do comportamento médio horário da CER no Cenário 3.

Fonte: Elaborado pelo autor

Durante os horários de maior geração fotovoltaica, especialmente entre o período de 10h e 15h, verifica-se um aumento significativo da energia partilhada entre os membros prosumidores da CER. Entretanto, como os coeficientes permanecem fixos durante todo o intervalo de tempo, independe da condição instantânea de consumo ou geração das unidades, nem toda a energia distribuída é necessariamente aproveitada localmente.

O comportamento energético médio horário da CER pode ser observado na Figura 18, onde as curvas de distribuição de energia demonstram um comportamento muito similar ao cenário do caso base. Neste cenário ainda são observados períodos com excedente de energia sendo desperdiçado, principalmente durante os horários centrais do dia. Isso ocorre porque a distribuição dos benefícios não acompanha as variações dinâmicas da comunidade, podendo ocasionar situações em que determinadas unidades recebem uma parcela de energia superior ao seu consumo naquele intervalo de tempo, enquanto outras continuam consumindo energia da rede externa.

As Tabelas 8 e 9 apresentam os resultados mensais consolidados da operação da CER no Cenário 3. De maneira geral, observa-se que o método de coeficiente fixo oferece um baixo desempenho quando analisamos os índices de autoconsumo e autossuficiência energética da CER de maneira global.

Neste cenário, a comunidade apresentou um aproveitamento da energia local de 4.676,719kWh, enquanto o consumo proveniente da rede atingiu 33.866,796Wh. Além disso, podemos observar um montante total de 2.407,103 kWh de energia excedente não aproveitada pela comunidade que foi injetada na rede, superior ao cenário anterior.

Tabela 8 - Resultados Mensais da CER no Cenário 3.

Mês	Consumo [kWh]	Energia Gerada [kWh]	Energia Local Aproveitada [kWh]	Consumo da Rede [kWh]	Excedente de Energia [kWh]
Janeiro	4368,009	351,508	266,939	4101,070	84,569
Fevereiro	3915,262	276,381	229,241	3686,021	47,140
Março	3715,267	671,151	468,452	3246,815	202,699
Abril	3015,722	675,752	453,110	2562,612	222,642
Maio	2776,347	739,695	441,372	2334,976	298,323
Junho	2797,834	802,080	508,102	2289,731	293,978
Julho	2775,720	790,564	501,172	2274,549	289,392
Agosto	2881,318	792,086	530,519	2350,799	261,567
Setembro	2693,099	596,097	394,077	2299,022	202,019
Outubro	2817,552	562,715	338,833	2478,719	223,881
Novembro	3207,580	544,976	341,209	2866,371	203,767
Dezembro	3579,806	280,818	203,693	3376,112	77,124
Total	38543,515	7083,822	4676,719	33866,796	2407,103

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 9 - Índices de Autoconsumo e Autossuficiência da CER no Cenário 3.

Mês	Autoconsumo	Autossuficiência
Janeiro	75,94%	6,11%
Fevereiro	82,94%	5,86%
Março	69,80%	12,61%
Abril	67,05%	15,02%
Maio	59,67%	15,90%
Junho	63,35%	18,16%
Julho	63,39%	18,06%
Agosto	66,98%	18,41%
Setembro	66,11%	14,63%
Outubro	60,21%	12,03%
Novembro	62,61%	10,64%
Dezembro	72,54%	5,69%
Total	66,02%	12,13%

Fonte: Elaborado pelo autor

Sendo assim, nota-se que este modelo de partilha apresenta limitações relacionadas à baixa flexibilidade operacional, uma vez que os coeficientes definidos permanecem constantes ao longo do tempo e não consideram as variações horárias de consumo e geração dos participantes da comunidade. Ainda assim, este método apresenta vantagens relacionadas à simplicidade de implementação e previsibilidade da distribuição dos benefícios energéticos entre os participantes.

4.6.4 Cenário 4: Partilha dos Benefícios por Coeficiente Variável

Para o Cenário 4, será aplicado o método de divisão por coeficiente variável considerando o consumo instantâneo de cada unidade da CER. Neste modelo, a distribuição dos benefícios energéticos ocorre de forma dinâmica ao longo do dia, sendo ajustada conforme o perfil de consumo de cada participante.

O coeficiente é calculado hora a hora, se ajustando conforme a demanda de cada unidade para definir a parcela de energia destinada a cada participante. Esse modelo tem como objetivo ser mais eficiente, permitindo um maior aproveitamento da energia local produzida e minimizando os excedentes de energia desperdiçados. Contudo, o modelo não leva em consideração a participação de cada membro na geração de energia, o que pode reduzir o incentivo ao investimento em geração própria.

A Figura 19 apresenta a curva média horária do benefício energético recebido por cada participante da CER. Observa-se que os benefícios energéticos passam a variar mais ao longo do dia, resultando em uma distribuição mais versátil da energia gerada pela comunidade, reduzindo os períodos de subutilização da geração local. Já a Figura 20, apresenta o comportamento energético médio horário da CER, contendo a energia local aproveitada, o consumo proveniente da rede elétrica e o excedente energético desperdiçado.

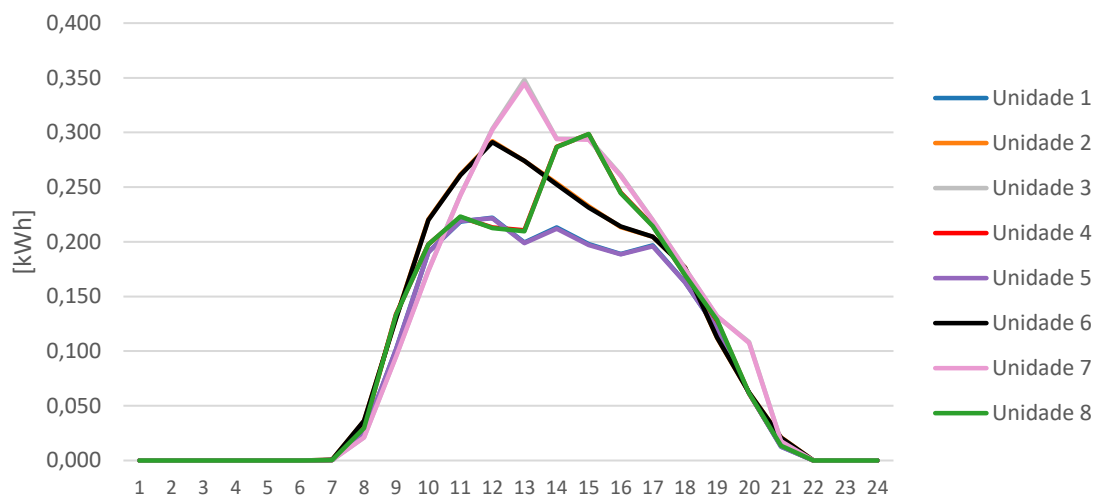


Figura 19 - Curva média horária de alocação dos benefícios no Cenário 4.

Fonte: Elaborado pelo autor

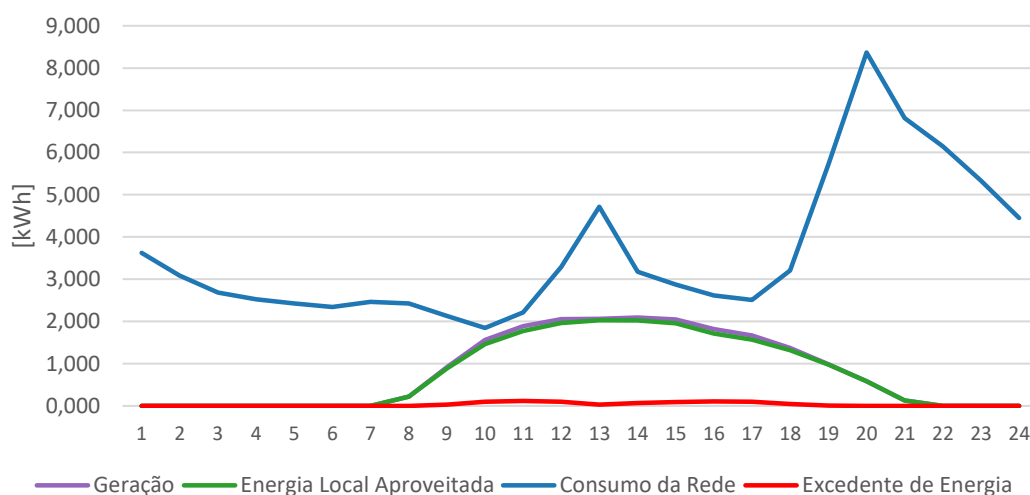


Figura 20 - Curva do comportamento médio horário da CER no Cenário 4.

Fonte: Elaborado pelo autor

Os gráficos evidenciam que o presente método aplicado proporciona um bom desempenho energético, apresentando maior aproveitamento da geração local, redução significativa dos excedentes de energia desperdiçados e redução também da dependência da rede elétrica. Isso pode ser observado, principalmente, pelas curvas de geração e energia local aproveitada da Figura 12, que estão muito próximas ao decorrer das horas. Logo, esse método de distribuição dinâmica permite direcionar a energia disponível para os membros que efetivamente apresentam consumo naquele instante, aumentando o índice de autoconsumo da comunidade.

Tabela 10 - Resultados Mensais da CER no Cenário 4.

Mês	Consumo [kWh]	Energia Gerada [kWh]	Energia Local Aproveitada [kWh]	Consumo da Rede [kWh]	Excedente de Energia [kWh]
Janeiro	4368,009	351,508	348,031	4019,978	3,478
Fevereiro	3915,262	276,381	275,757	3639,505	0,624
Março	3715,267	671,151	658,667	3056,600	12,483
Abril	3015,722	675,752	650,274	2365,448	25,478
Maio	2776,347	739,695	677,898	2098,450	61,797
Junho	2797,834	802,080	771,692	2026,141	30,388
Julho	2775,720	790,564	755,586	2020,134	34,978
Agosto	2881,318	792,086	775,130	2106,188	16,956
Setembro	2693,099	596,097	571,882	2121,216	24,214
Outubro	2817,552	562,715	524,010	2293,542	38,704
Novembro	3207,580	544,976	513,834	2693,745	31,142
Dezembro	3579,806	280,818	269,841	3309,965	10,977
Total	38543,515	7083,822	6792,602	31750,912	291,220

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 11 - Índices de Autoconsumo e Autossuficiência da CER no Cenário 4.

Mês	Autoconsumo	Autossuficiência
Janeiro	99,01%	7,97%
Fevereiro	99,77%	7,04%
Março	98,14%	17,73%
Abril	96,23%	21,56%
Maio	91,65%	24,42%
Junho	96,21%	27,58%
Julho	95,58%	27,22%
Agosto	97,86%	26,90%
Setembro	95,94%	21,24%
Outubro	93,12%	18,60%
Novembro	94,29%	16,02%
Dezembro	96,09%	7,54%
Total	95,89%	17,62%

Fonte: Elaborado pelo autor

As Tabelas 10 e 11 apresentam os resultados mensais consolidados da operação da CER no Cenário 4. De maneira geral, observa-se que o método de coeficiente variável apresenta índices de autoconsumo muito próximos de 100% em alguns meses, evidenciando maior eficiência operacional.

Este modelo de partilha de benefício apresenta vantagens significativas relacionadas à flexibilidade operacional e ao aproveitamento mais eficiente da energia local. No entanto,

apesar de seus benefícios e de sua fácil implementação, esse método não incentiva diretamente a redução ou o uso mais eficiente da energia pelos consumidores, tampouco estimula investimentos adicionais em sistemas de geração distribuída.

4.6.5 Análise Comparativa dos Resultados

A análise comparativa entre os métodos de partilha de benefícios aplicados anteriormente permite avaliar de forma mais completa o impacto de cada estratégia nos indicadores de desempenho da comunidade. Para esta análise, foram considerados os cenários de divisão igualitária, divisão por coeficiente fixo e divisão por coeficiente variável, sendo avaliados os índices globais de autoconsumo e autossuficiência energética, bem como o comportamento individual dos diferentes perfis de participantes.

A Figura 21 apresenta a curva média horária do índice de autoconsumo da CER considerando os três métodos de partilha analisados. Observa-se que o método por coeficiente variável apresentou o melhor desempenho global, com maior aproveitamento local da energia gerada ao longo do dia. Isso ocorre porque a distribuição da energia acompanha dinamicamente a necessidade instantânea de consumo dos participantes, reduzindo significativamente os excedentes de energia desperdiçados. O método de coeficiente fixo apresentou o pior desempenho em termos de autoconsumo. Nesse cenário, apenas os prosumidores recebem os benefícios energéticos da CER, independentemente de sua necessidade instantânea de consumo. Como consequência, parte significativa da energia distribuída não é utilizada localmente e acaba sendo injetada na rede externa, reduzindo a eficiência energética global da comunidade.

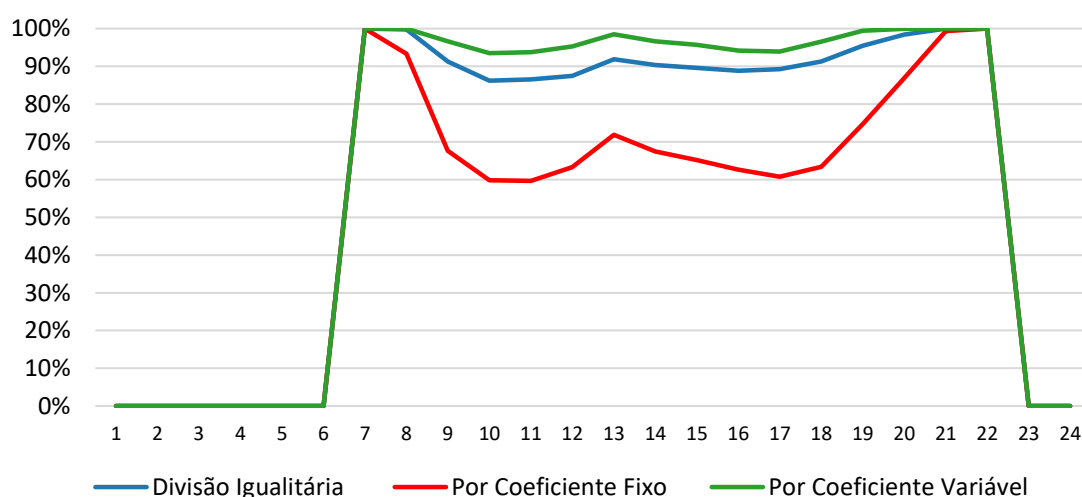


Figura 21 - Curva do autoconsumo médio horário da CER .

Fonte: Elaborado pelo autor

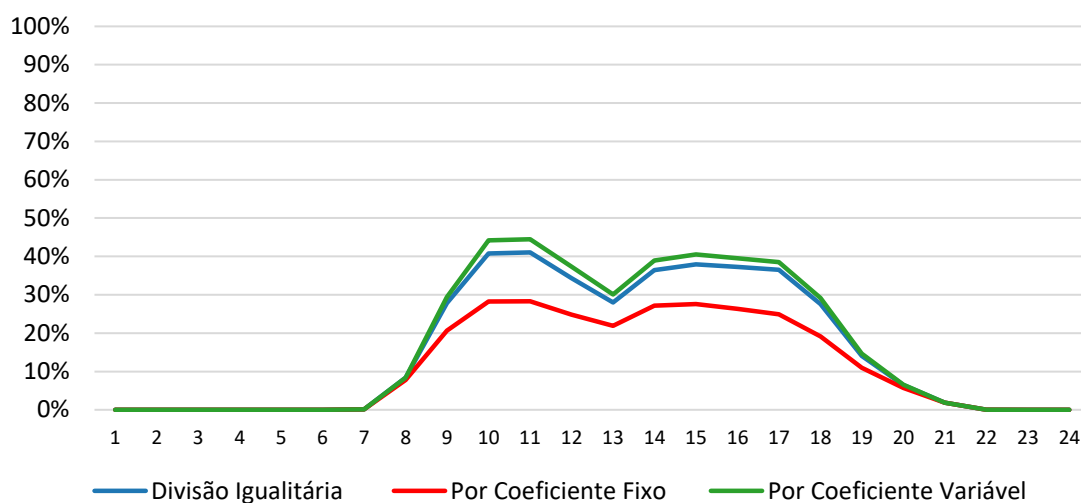


Figura 22 - Curva da autossuficiência média horária da CER.

Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 22 apresenta a curva média horária do índice de autossuficiência energética da CER para os três métodos analisados. Observa-se que os cenários de divisão igualitária e coeficiente variável apresentaram resultados relativamente próximos. Entretanto, o método de coeficiente variável demonstrou desempenho superior, uma vez que a distribuição dinâmica da energia permite maior adequação entre geração e consumo ao longo do dia, reduzindo a dependência da rede elétrica externa. Os resultados consolidados dos índices globais de autoconsumo e de autossuficiência energética da CER, bem como dos montantes totais de excedente energético desperdiçado, são apresentados nas Tabelas 12 e 13.

Tabela 12 - Índices de Autoconsumo e Autossuficiência da CER.

Método de Partilha dos Benefícios	Autoconsumo	Autossuficiência
Divisão Igualitária	89,97%	16,53%
Por Coeficiente Fixo	66,02%	12,13%
Por Coeficiente Variável	95,89%	17,62%

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 13 - Montantes totais de excedentes de energia desperdiçados da CER.

Método de Partilha dos Benefícios	Excedente de Energia [kWh]
Divisão Igualitária	710,691
Por Coeficiente Fixo	2407,103
Por Coeficiente Variável	291,220

Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se que o método de coeficiente variável apresentou o melhor desempenho global, atingindo um índice de autoconsumo de 95,89% e autossuficiência energética de 17,52%. Já o método de divisão igualitária apresentou um índice de autoconsumo de 89,97% e autossuficiência de 16,53%, demonstrando um desempenho próximo em relação à autossuficiência, mas inferior em termos de aproveitamento da energia local.

Entre os cenários analisados, o método de coeficiente fixo apresentou os piores resultados, evidenciando as limitações associadas à distribuição estática da energia dentro da comunidade. A falta de flexibilidade operacional faz com que parte da energia gerada não seja consumida localmente, reduzindo o desempenho energético global da CER.

Analisando os resultados mensais apresentados anteriormente em cada caso, observa-se que o maior índice de autoconsumo obtido no método de divisão igualitária foi de 96,57%. No método de coeficiente fixo, o maior valor registrado foi de 82,94%, enquanto o método de coeficiente variável apresentou o melhor resultado, atingindo 99,77% de autoconsumo. Todos esses valores foram registrados no mês de fevereiro, caracterizado por elevados níveis de consumo e por uma menor disponibilidade de geração fotovoltaica.

Esses resultados podem ser explicados pela própria definição do índice de autoconsumo, uma vez que, em momentos de maior demanda energética e menor produção de energia local, tende a existir um maior aproveitamento instantâneo da energia gerada pela comunidade. Logo, a maior parte da energia produzida é imediatamente consumida pelos membros da CER, reduzindo os excedentes injetados na rede e aumentando o índice de autoconsumo da comunidade.

Em relação ao índice de autossuficiência energética, os maiores resultados obtidos foram de 25,83% para o método de divisão igualitária, registrado no mês de junho, 18,41% para o método de coeficiente fixo, observado em agosto, e 27,58% para o método de coeficiente variável, também registrado em junho. Esses resultados estão associados às características sazonais do período estudado, uma vez que os meses em que foram observados os maiores índices de autossuficiência coincidem com uma elevada disponibilidade de geração fotovoltaica e uma menor procura energética da comunidade. Nessas condições, uma maior parcela do consumo pode ser suprida pela produção local, reduzindo a dependência da rede e contribuindo para o aumento da autossuficiência energética da CER.

Quanto aos montantes totais de excedente de energia desperdiçado em cada cenário, os valores podem ser observados na Tabela 3. Nota-se, novamente, que o método de coeficiente variável apresentou o melhor desempenho, totalizando apenas 291,220 kWh de energia desperdiçada ao longo de todo o período analisado. Em comparação, o método de divisão igualitária apresentou 710,691 kWh de excedente, enquanto o método de coeficiente fixo registrou o pior resultado, totalizando 2407,103 kWh de energia desperdiçada. A redução significativa dos excedentes energéticos no método de coeficiente variável evidencia a maior eficiência deste modelo na gestão da energia local, permitindo um melhor alinhamento entre geração e consumo instantâneo dentro da CER.

Além da análise global da comunidade, também foram avaliados os impactos dos métodos de partilha considerando os diferentes perfis de participantes. Dessa forma, as Figuras 23 e 24 apresentam as curvas médias horárias de autossuficiência em cada cenário para prosumidores e consumidores, respectivamente. Os resultados demonstram que, individualmente, o método de coeficiente variável pode não representar o cenário mais vantajoso para todos os perfis de participante. Para os prosumidores, por exemplo, o método de coeficiente fixo foi o que apresentou maiores índices de autossuficiência energética, uma vez que a distribuição dos benefícios permanece concentrada entre eles.

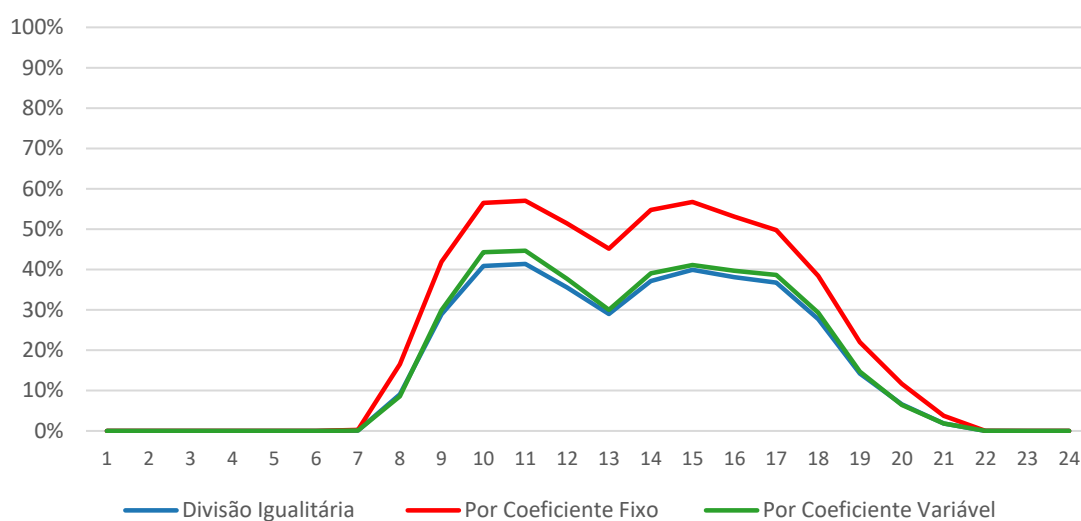


Figura 23 - Curva da autossuficiência média horária para Prosumidores.

Fonte: Elaborado pelo autor

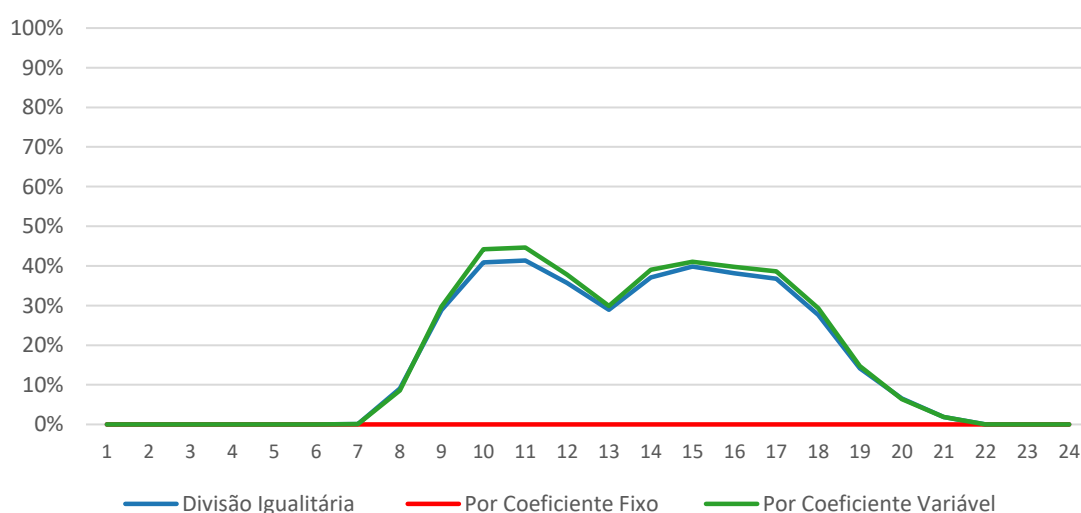


Figura 24 - Curva da autossuficiência média horária para Consumidores.

Fonte: Elaborado pelo autor

Entretanto, apesar do aumento da autossuficiência dos prosumidores, esse modelo apresentou baixo desempenho em termos de autoconsumo, visto que parte da energia recebida pelos participantes não era aproveitada. Também é importante avaliar que o método de coeficiente fixo não entrega benefícios para os consumidores, que permanecem totalmente dependentes da rede externa. Em contrapartida, os métodos de divisão igualitária e coeficiente variável distribuem os benefícios energéticos entre todos os participantes da CER, promovendo melhores resultados globais para a comunidade.

Após a avaliação do desempenho energético dos diferentes modelos de partilha, a análise econômica da CER foi realizada considerando o cenário de partilha por coeficiente variável proporcional ao consumo, uma vez que este apresentou os melhores resultados para a comunidade em termos de autoconsumo, autossuficiência energética e redução dos excedentes desperdiçados ao longo do período analisado.

Para a estimativa do benefício financeiro, foi calculado o custo da energia elétrica perante a distribuidora no contexto do mercado brasileiro, considerando a tarifa convencional do mercado cativo e adotando como referência o modelo de Geração Distribuída no âmbito do SCEE. Para isso, assumiu-se que todos os participantes da comunidade se enquadram na modalidade de GD I, admitindo que a solicitação de acesso dos sistemas de geração ocorreu antes de 07 de janeiro de 2023. Nessa modalidade, toda a energia excedente injetada na rede é compensada integralmente pelo SCEE, na proporção de 1:1. Dessa forma, apenas a energia excedente não consumida instantaneamente pela CER foi injetada na rede e convertida em créditos de energia. Além disso, foi considerada a existência de uma microrrede pertencente à comunidade, de modo que toda a energia gerada aproveitada foi compartilhada internamente, sem passar pela rede externa e, conseqüentemente, sem incidência dos custos da distribuidora.

Essa abordagem foi escolhida por representar o mecanismo disponível no Brasil que mais se aproxima do conceito de comunidades de energia. Dessa forma, sabendo que no Brasil as tarifas de energia variam de acordo com a região do país, optou-se por utilizar a tarifa da distribuidora CELESC, do estado de Santa Catarina, onde o preço do kWh está próximo de R\$ 0,69568/kWh para consumidores residenciais do tipo B1. Sendo assim, a Tabela 14 apresenta os resultados da análise econômica da comunidade.

Como referência para comparação, foi calculado o custo de energia correspondente ao Cenário 1 (Caso Base), no qual não foram considerados nem a formação da CER nem a aplicação do SCEE. Dessa forma, foi possível avaliar a economia proporcionada pela aplicação das regras do SCEE em conjunto com o método de partilha escolhido, sendo possível observar que a redução dos custos com energia está diretamente relacionada com o aproveitamento da geração local, o qual é influenciado pela estratégia de partilha dos benefícios adotada. Logo, essa análise permitiu estimar os impactos econômicos da comunidade nas condições atuais do setor elétrico brasileiro, ao mesmo tempo em que evidencia o potencial de ampliação desses benefícios à medida que o arcabouço regulatório nacional evolua para incorporar mecanismos específicos de partilha de energia entre os participantes.

Tabela 14 - Estimativa do Benefício Financeiro da CER.

Mês	Custo de Energia Cenário 1	Custo de Energia Cenário 4 com GD	Economia
Janeiro	R\$ 2.852,75	R\$ 2.794,20	2,05%
Fevereiro	R\$ 2.564,37	R\$ 2.531,50	1,28%
Março	R\$ 2.258,93	R\$ 2.117,73	6,25%
Abril	R\$ 1.782,75	R\$ 1.627,87	8,69%
Maio	R\$ 1.624,46	R\$ 1.416,86	12,78%
Junho	R\$ 1.592,95	R\$ 1.388,41	12,84%
Julho	R\$ 1.582,34	R\$ 1.381,03	12,72%
Agosto	R\$ 1.635,41	R\$ 1.453,44	11,13%
Setembro	R\$ 1.599,50	R\$ 1.458,84	8,79%
Outubro	R\$ 1.724,59	R\$ 1.568,65	9,04%
Novembro	R\$ 1.994,16	R\$ 1.852,32	7,11%
Dezembro	R\$ 2.348,85	R\$ 2.295,04	2,29%
Total	R\$ 23.561,06	R\$ 21.885,88	7,11%

Fonte: Elaborado pelo autor

É importante observar que a abordagem utilizada, permite estimar apenas os benefícios econômicos globais da comunidade, ela não contempla a remuneração individual dos participantes responsáveis pela geração da energia. Na configuração adotada neste estudo, toda a energia consumida localmente foi considerada sem custo de aquisição, não havendo definição de um mecanismo de precificação para as transações internas entre os membros. Assim, para uma implementação prática de uma CER no Brasil, seria necessário estabelecer regras para compra e venda de energia entre os participantes, permitindo remunerar adequadamente os prosumidores pela energia disponibilizada à comunidade e, simultaneamente, garantir benefícios econômicos a todos os participantes. Essa estrutura tornaria a operação financeiramente mais equilibrada, alinhando os incentivos econômicos aos benefícios energéticos obtidos.

De forma geral, os resultados obtidos demonstram que a aplicação de métodos de partilha de energia podem proporcionar ganhos significativos no desempenho energético e também econômico para as comunidades, especialmente quando a alocação da energia considera as necessidades instantâneas de consumo dos participantes. Enquanto em Portugal esses modelos já são regulamentados e permitem a partilha dinâmica da energia produzida entre os participantes, no Brasil os mecanismos atualmente disponíveis ainda estão restritos ao SCEE, no qual a compensação ocorre por meio de créditos de energia contabilizados em montantes mensais. Nesse contexto, os resultados evidenciam o potencial técnico e econômico da adoção de modelos de partilha semelhantes aos utilizados em Portugal, ao mesmo tempo em que reforçam a necessidade de evolução do arcabouço regulatório brasileiro para viabilizar a implementação efetiva das CERs e ampliar os benefícios proporcionados pela geração distribuída aos consumidores e ao sistema elétrico.

4.6.6 Avaliação de Estratégias para Melhoria do Desempenho Energético da CER

Conforme relatado anteriormente, os resultados obtidos demonstraram que o modelo baseado em coeficientes variáveis apresentou o melhor desempenho energético, alcançando os maiores índices de autoconsumo e autossuficiência, bem como a menor quantidade de energia excedente injetada na rede. Entretanto, mesmo nesse cenário, ainda existiu uma grande dependência da rede e também, uma parcela da geração fotovoltaica sem aproveitamento pela comunidade, evidenciando que apenas a adoção de um método de partilha mais eficiente não é suficiente para eliminar completamente injeções de energia ou garantir a autossuficiência completa da comunidade.

Dessa forma, esta seção apresenta um cenário complementar ao Cenário 4, com o objetivo de avaliar o impacto da aplicação de recursos adicionais capazes de aumentar o desempenho energético da comunidade. Para isso, foram consideradas duas estratégias combinadas: a expansão da geração para os membros originalmente classificados apenas como consumidores e a integração de um sistema comunitário de armazenamento de energia por baterias.

A primeira estratégia consistiu na inserção de sistemas fotovoltaicos nas quatro unidades consumidoras da comunidade, permitindo que todos os participantes passassem a atuar como prosumidores. Para representar essa expansão de forma compatível com as características do caso de estudo, os novos sistemas fotovoltaicos foram dimensionados a partir do perfil médio de geração observado nos quatro prosumidores originais. Assim, cada novo sistema recebeu uma curva de geração proporcional à metade da média horária da geração existente na comunidade, preservando as características sazonais e o comportamento da produção de energia ao longo do ano. Essa abordagem possibilitou representar uma expansão gradual da capacidade instalada sem alterar significativamente as características operacionais da CER.

Em seguida, foi incorporado um BESS, responsável por armazenar os excedentes de geração durante os períodos de maior produção de energia e utilizá-lo posteriormente quando não houvesse geração. Neste estudo, optou-se pela implementação de um BESS comunitário, compartilhado entre todos os membros, permitindo que a energia armazenada pudesse beneficiar a CER como um todo, independentemente da unidade responsável pelo excedente.

A capacidade do sistema de armazenamento foi definida em 40 kWh, valor considerado suficiente para absorver os excedentes de energia produzidos pela comunidade após a expansão da geração. Embora a análise da operação do sistema indique que essa capacidade não foi integralmente utilizada, evidenciando um certo superdimensionamento em relação às condições atuais da CER, essa escolha se justifica quando consideramos um planejamento de longo prazo. Nesse contexto, o dimensionamento mais elevado não representa apenas uma margem operacional, mas também uma estratégia que garante maior flexibilidade ao sistema, permitindo sua adaptação a possíveis evoluções tecnológicas, mudanças regulatórias e variações nas condições de mercado. A representação simplificada da CER pode ser observada na Figura 25, contemplando os oito prosumidores e o sistema comunitário de armazenamento de energia.

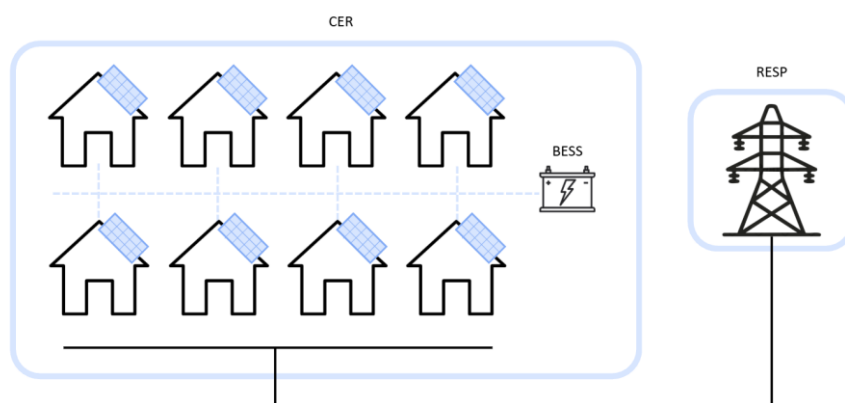


Figura 25 - Modelo da CER para o Cenário Complementar.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Na simulação, o carregamento da bateria ocorreu sempre que, após a aplicação do método de partilha por coeficiente variável, existisse excedente de energia disponível na comunidade. Por sua vez, a descarga foi realizada exclusivamente nos intervalos em tivesse consumo e que não houvesse geração, reduzindo a necessidade de importação de energia da rede. Em cada intervalo horário, o *State of Charge* (SoC) do BESS é atualizado respeitando simultaneamente a capacidade máxima de armazenamento, o limite mínimo de operação e o déficit instantâneo de energia da comunidade. A Figura 26 apresenta as curvas médias horárias de carga, descarga, geração e consumo do sistema, evidenciando o comportamento descrito anteriormente.

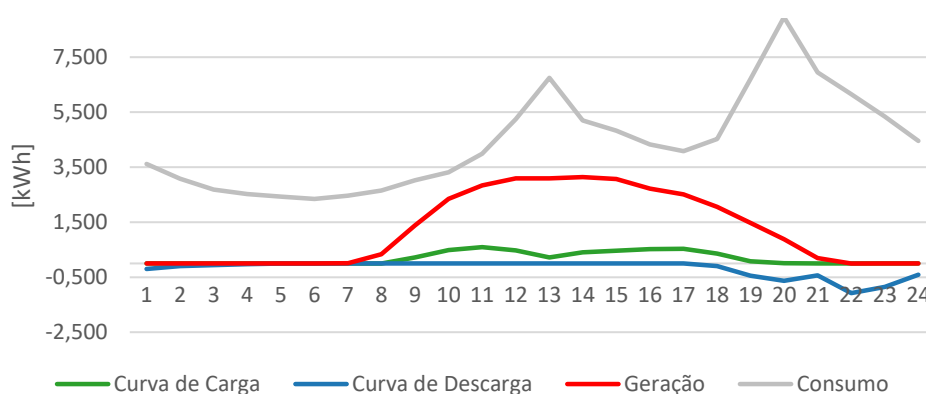


Figura 26 - Curva Média Horária da Operação da CER.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Nesse momento, são apresentados, na Tabela 15, os resultados referentes ao novo modelo da CER em comparação aos obtidos no Cenário 4. Embora o Cenário 4 já apresentasse os melhores resultados dentre os métodos de partilha avaliados, essas soluções adicionais possibilitaram a eliminação completa dos excedentes de energia, o aumento do índice global de autoconsumo de 95,89% para 100,00% e a elevação da autossuficiência energética de 17,62% para 27,57%. Sendo assim, a análise comparativa comprova que a implementação combinada da expansão

da geração e da inserção de um sistema de armazenamento por baterias é uma estratégia eficaz para melhorar o desempenho energético da CER.

Tabela 15 - Resultados Totais da Operação da CER.

Cenário	Autoconsumo	Autossuficiência	Excedente de Energia [kWh]
Cenário 4	95,89%	17,62%	291,220
Cenário Complementar	100,00%	27,57%	0,000

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Os reflexos dessa melhoria também podem ser observados na análise econômica realizada, utilizando as mesmas premissas da secção anterior. Embora o SCEE represente atualmente o mecanismo brasileiro mais próximo do conceito de comunidades de energia, a avaliação evidencia uma limitação importante desse modelo. Como o sistema de armazenamento eliminou completamente a energia excedente anteriormente injetada na rede, não houve formação de créditos de energia para compensação futura. Dessa forma, a redução dos custos de energia decorreu exclusivamente do aumento do consumo da energia produzida localmente, e não da compensação de créditos prevista no SCEE.

Tabela 16 - Estimativa do Benefício Financeiro da CER.

Mês	Custo de Energia Cenário 4	Custo de Energia Cenário Complementar	Economia
Janeiro	R\$ 2.794,20	R\$ 2.671,93	4,38%
Fevereiro	R\$ 2.531,50	R\$ 2.435,36	3,80%
Março	R\$ 2.117,73	R\$ 1.884,28	11,02%
Abril	R\$ 1.627,87	R\$ 1.392,82	14,44%
Maio	R\$ 1.416,86	R\$ 1.159,56	18,16%
Junho	R\$ 1.388,41	R\$ 1.116,79	19,56%
Julho	R\$ 1.381,03	R\$ 1.098,67	20,45%
Agosto	R\$ 1.453,44	R\$ 1.177,92	18,96%
Setembro	R\$ 1.458,84	R\$ 1.251,50	14,21%
Outubro	R\$ 1.568,65	R\$ 1.372,91	12,48%
Novembro	R\$ 1.852,32	R\$ 1.662,76	10,23%
Dezembro	R\$ 2.295,04	R\$ 2.197,36	4,26%
Total	R\$ 21.885,88	R\$ 19.421,84	11,26%

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Os resultados apresentados na Tabela 16 comprovam a redução dos custos de energia em todos os meses analisados, com economias variando entre 3,80% e 20,45%, alcançando uma redução média anual de 11,26% em relação ao Cenário 4. Esses resultados demonstram que a expansão da geração compartilhada, aliada ao armazenamento de energia, possibilita o aproveitamento praticamente integral da energia produzida localmente, reduzindo a dependência da rede elétrica externa e também os custos de energia perante a distribuidora para os participantes.

Além disso, é importante destacar que esta análise teve como principal objetivo avaliar os impactos energéticos proporcionados pela adoção dessas tecnologias. Dessa forma, não foram considerados aspectos como o dimensionamento detalhado dos equipamentos, a eficiência dos sistemas, a degradação das baterias, a vida útil dos sistemas de geração e armazenamento, bem como os custos de investimento, operação e manutenção. A proposta consiste apenas em analisar o potencial dessas ferramentas para elevar os indicadores de desempenho da comunidade.

5 Conclusões

A presente dissertação teve como principal objetivo avaliar a aplicação de diferentes métodos de partilha dos benefícios em CERs no contexto do mercado brasileiro de eletricidade, utilizando como referência a experiência regulatória e operacional já consolidada em Portugal. Para o desenvolvimento da pesquisa, foram definidos cinco objetivos específicos, englobando a revisão dos conceitos relacionados ao autoconsumo coletivo e às CERs, a análise comparativa das estruturas dos mercados de eletricidade de Portugal e do Brasil, o estudo dos principais instrumentos regulatórios aplicáveis às comunidades de energia, a implementação e avaliação de diferentes metodologias de partilha de benefícios por meio de um estudo de caso e, por fim, a apresentação de contribuições para a evolução da regulamentação brasileira nesse contexto.

Para alcançar os três primeiros objetivos, foi realizada uma revisão da literatura sobre autoconsumo coletivo e comunidades de energia renovável, permitindo compreender os principais conceitos, configurações existentes, agentes envolvidos, benefícios e desafios associados à implementação dessas comunidades. Além disso, foi realizado um estudo comparativo entre as estruturas dos mercados de eletricidade de Portugal e do Brasil. Essa análise evidenciou diferenças significativas quanto ao grau de maturidade regulatória de ambos os países.

Conforme discutido ao longo deste trabalho, Portugal dispõe de um mercado consolidado, com mecanismos específicos para autoconsumo coletivo, regulamentação própria para CER, diferentes modelos de partilha da energia produzida e possibilidade de comercialização dos excedentes energéticos, enquanto o modelo brasileiro ainda permanece predominantemente centrado no SCEE, restrito ao contexto da geração distribuída e do mercado cativo. Embora a Lei nº 14.300/2022 tenha representado um importante avanço para a consolidação da geração distribuída, ainda existem limitações regulatórias que restringem a flexibilidade operacional das comunidades, dificultando a implementação de modelos semelhantes aos já adotados em diversos países europeus.

Nesse contexto, análise da regulamentação portuguesa permitiu identificar diversos mecanismos capazes de contribuir para o desenvolvimento das CER no Brasil. Entre eles destacam-se a possibilidade de utilização de coeficientes de partilha dinâmicos, definidos em função das necessidades instantâneas dos participantes, a existência de entidades gestoras responsáveis pela administração da comunidade, a integração entre sistemas de armazenamento compartilhados, e a valorização do consumo local da energia produzida. Esses elementos serviram como base para a construção do estudo de caso desenvolvido nesta dissertação, permitindo simular, no contexto brasileiro, uma comunidade de energia estruturada segundo princípios já regulamentados em Portugal.

No que diz respeito ao método de partilha do benefício, o estudo de caso demonstrou que a metodologia aplicada impacta diretamente sobre o desempenho energético da comunidade. Entre os modelos analisados, o método de coeficiente variável apresentou os melhores resultados, promovendo maior aproveitamento da geração local, redução dos excedentes energéticos injetados na rede e aumento simultâneo dos índices de autoconsumo e autossuficiência energética da comunidade. Verificou-se ainda que, apesar da ausência de uma regulamentação específica para CER no Brasil, sua aplicação pode ser iniciada com base na estrutura atualmente estabelecida para a GD.

Posteriormente, foram avaliadas estratégias adicionais para melhoria do desempenho energético da CER, considerando a expansão da capacidade de geração distribuída entre todos os participantes e a inserção de um sistema comunitário de armazenamento de energia por baterias. Os resultados demonstraram que a combinação dessas estratégias potencializa significativamente o desempenho global da comunidade, permitindo elevar o aproveitamento da energia produzida localmente, reduzir praticamente por completo os excedentes energéticos e aumentar a autonomia energética da comunidade em relação à rede elétrica convencional. Os resultados reforçam que a integração entre geração distribuída, armazenamento e métodos inteligentes de partilha formam uma alternativa promissora para ampliar a eficiência operacional das futuras comunidades de energia.

De maneira geral, os resultados obtidos evidenciam que a regulamentação específica das CER representa uma oportunidade para ampliar os benefícios já proporcionados pela geração distribuída no Brasil. Além de garantir um maior aproveitamento da energia produzida localmente, as CERs têm potencial para aumentar a eficiência energética, ampliar a participação ativa dos consumidores e democratizar o acesso às fontes renováveis de energia. No que se refere ao MLE, observa-se que sua expansão também representa uma oportunidade para inserção das CER no Brasil. Embora os consumidores do grupo B ainda não tenham acesso a essa modalidade, o processo de abertura gradual do mercado cria perspectivas favoráveis para a adoção de novos modelos de gestão da energia.

Nesse sentido, a incorporação das comunidades no mercado brasileiro pode contribuir para tornar o setor elétrico mais flexível, descentralizado e alinhado às transformações associadas à transição energética. Assim, para que essas comunidades possam operar de forma semelhante às experiências portuguesas, será necessária a evolução do atual arcabouço regulatório para que as CER sejam formalmente reconhecidas como novos agentes do setor elétrico. Essa

evolução deverá ser acompanhada da expansão da infraestrutura de medição inteligente, da regulamentação de metodologias dinâmicas de partilha da energia e da integração de sistemas comunitários de armazenamento, bem como da ampliação dos mecanismos de comercialização dos excedentes energéticos.

Nesse contexto, conclui-se que as CER representam muito mais do que uma alternativa para o compartilhamento da geração distribuída. Elas constituem um novo modelo de organização do sistema elétrico, baseado na descentralização da geração, na gestão local da energia, na participação ativa dos consumidores e na utilização mais eficiente dos recursos energéticos disponíveis. Dessa forma, a implementação desse modelo no Brasil, associada à evolução do arcabouço regulatório, tem potencial para ampliar a eficiência do sistema elétrico, promover um mercado de eletricidade mais flexível, proporcionar benefícios econômicos aos consumidores e ainda, fortalecer a participação ativa da sociedade no setor.

5.1 Contributos

O desenvolvimento desta dissertação envolveu um conjunto abrangente de atividades de investigação, análise, modelagem e implementação prática, permitindo a consolidação de conhecimentos técnicos e científicos na área de sistemas elétricos de energia. Ao longo da pesquisa, foram desenvolvidas atividades que contemplaram desde a revisão bibliográfica e análise regulatória até à implementação de modelos computacionais e avaliação de diferentes estratégias de gestão energética, proporcionando uma abordagem integrada entre investigação científica e aplicação prática.

Inicialmente, foi realizada uma revisão da literatura sobre autoconsumo coletivo, comunidades de energia, mercados de eletricidade, geração distribuída e tecnologias associadas à gestão energética. Paralelamente, foi efetuado um estudo comparativo dos mercados de eletricidade de Portugal e do Brasil, bem como uma análise das principais regulamentações aplicáveis às CER, permitindo identificar oportunidades para adaptação do modelo português ao contexto brasileiro.

Uma parte significativa do trabalho esteve relacionada ao tratamento e preparação da base de dados utilizada no estudo de caso. Foram analisados dados reais de consumo e geração de energia de uma comunidade composta por oito participantes, abrangendo um período de um ano completo de medições. As bases de dados foram organizadas, tratadas e processadas, possibilitando a construção dos perfis horários de consumo e geração utilizados nas simulações desenvolvidas ao longo da pesquisa.

No âmbito do estudo prático, foram implementados e comparados diferentes métodos de partilha dos benefícios, avaliando seus impactos sobre os indicadores de autoconsumo coletivo, autossuficiência energética e aproveitamento da geração local. Adicionalmente, foram desenvolvidos cenários adicionais visando melhorar o desempenho energético da comunidade, por meio da expansão da geração e da integração de um sistema comunitário de

armazenamento de energia, permitindo avaliar seus impactos técnicos e econômicos sobre os indicadores da comunidade.

O desenvolvimento desta investigação esteve ainda associado às atividades desenvolvidas no âmbito do Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a Inovação e o Desenvolvimento (GECAD), proporcionando contato direto com projetos de investigação na área de sistemas elétricos inteligentes e transição energética. Destaca-se também a participação no projeto internacional SATCOMM, cuja experiência contribuiu para aprofundar conhecimentos relacionados com comunidades energéticas, gestão inteligente da energia e integração de tecnologias aplicadas aos sistemas elétricos.

Ao longo da investigação, também foram realizadas diversas atividades de apoio à pesquisa, incluindo participação em reuniões técnicas periódicas com os orientadores, discussões científicas sobre o desenvolvimento do trabalho, análise crítica dos resultados obtidos, definição das metodologias empregadas e validação das estratégias implementadas. Essas atividades contribuíram para o aperfeiçoamento contínuo da pesquisa e para o amadurecimento das análises apresentadas na dissertação.

Por fim, o conjunto dessas atividades permitiu não apenas atingir os objetivos propostos, mas também produzir um estudo que reúne fundamentos técnicos, regulatórios e práticos sobre a aplicação das CERs, oferecendo contribuições para futuras pesquisas e para o desenvolvimento desse modelo no contexto do setor elétrico brasileiro.

5.2 Recomendações para Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros, recomenda-se a avaliação de outros métodos de partilha de benefícios entre os participantes, incluindo algoritmos de otimização e metodologias baseadas em critérios econômicos. Também se sugere a análise de comunidades com diferentes perfis de consumo, número de participantes e fontes de geração renovável, permitindo avaliar o impacto dessas variáveis sobre os indicadores de desempenho energético.

Outra possibilidade consiste na integração de estratégias adicionais de gestão da energia, como programas de resposta da demanda, operação otimizada de sistemas comunitários de armazenamento e carregamento inteligente de veículos. Da mesma forma, recomenda-se o desenvolvimento de modelos de otimização capazes de determinar simultaneamente as melhores estratégias de partilha, despacho do armazenamento e gestão da comunidade.

Referências

Agência para a Energia; Direção-Geral de Energia e Geologia, 2022. Autoconsumo e Comunidade de Energia Renovável – Manual Digital.

APA - Agência Portuguesa do Ambiente, 2024. Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030).

APA - Agência Portuguesa do Ambiente, 2025. Energias renováveis. Relatório do estado do ambiente. Amadora: APA. Disponível em: <https://rea.apambiente.pt/content/energias-renovaveis>.

Alfing, E., 2023. O papel do agente comercializador varejista como facilitador na abertura do mercado de energia elétrica brasileiro.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021. Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as condições gerais de acesso aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2023. Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023. Regulamenta a Lei nº 14.300/2022 e aprimora a regulação da geração distribuída.

Arias, A., Feijoo, G. and Moreira, M.T., 2023. 'Advancing the European energy transition based on environmental, economic and social justice', Sustainable Production and Consumption, 43, pp. 77-93.

Aruta, G., Ascione, F., Bianco, N., Bindi, L., De Rossi, F. and Manniti, G., 2023. 'From consumers to prosumers: the rise of Energy Communities and their role in the energy transition', Proceedings of the IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm).

Azevedo, M. J. dos S., 2013. Inserção de todos os consumidores no mercado liberalizado de energia elétrica: oportunidades e desafios. Dissertação (Mestrado) – Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto.

Baptista, V., 2021. Sessão técnica: Mercado Ibérico da Energia Elétrica, MIBEL. Porto: Ordem dos Engenheiros, Região Norte.

Bezutti, N., 2026. 'ONS faz primeiro corte emergencial e restringe 1 GW no domingo', MegaWhat, 8 jun.

Brasil, 2022. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída.

Burin, H. P., Fogliatto, F. S. and Hsuan, J., 2023. 'The electricity market in Brazil: a multilevel perspective of sector agents for liberalization to residential consumers', Energy Policy.

Cantane, D. A., Ando Junior, O. H. and Hamerschmidt, M. B., 2020. Tecnologias de Armazenamento de Energia Aplicadas ao Setor Elétrico Brasileiro. São Paulo: Editora Scienza.

Caramizaru, A. and Uihlein, A., 2020. Energy Communities: An Overview of Energy and Social Innovation. Luxembourg: Publications Office of the European Union. (EUR 30083 EN).

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2024. Guia Rápido para Migração ao Mercado Livre de Energia. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/mercado-livre-acl>.

Crispim, J. et al., 2023. Comunidades de energia renovável. Braga: UMinho Editora.

Cunha, J., 2021. Gestão de resposta dinâmica de consumo em comunidades de energias renováveis. FEUP, Universidade do Porto, Porto.

Diário da República, Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2014. Decreto-Lei nº 153/2014, de 20 de outubro de 2014.

Diário da República, Presidência do Conselho de Ministros, 2019. Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro de 2019.

Diário da República, Presidência do Conselho de Ministros, 2022. Decreto-Lei nº 15/2022, de 14 de janeiro de 2022.

E-REDES, (n.d.). Produção de energia para Autoconsumo. Disponível em: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/transicao-energetica/redes-do-futuro/autoconsumo>.

Energes, 2023. Geração Distribuída x Mercado Livre. Disponível em: <https://energes.com.br/geracao-distribuida-x-mercado-livre/>.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2021. 'Autoconsumo de energia', Regulamento nº 373/2021, de 5 de maio de 2021.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2022. Autoconsumo: formação aos centros de arbitragem de conflitos de consumo.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2023. Estrutura tarifária do setor elétrico em 2024. Lisboa: ERSE.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2023. Regulamento tarifário. Lisboa: ERSE.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2023. Regulamento de relações comerciais. Lisboa: ERSE.

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2025. Investigação ao Apagão Ibérico de 28 de Abril de 2025. Lisboa: ERSE.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2024. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024.

Faia, R., Lezama, F., Soares, J., Pinto, T. and Vale, Z., 2024. 'Local electricity markets: A review on benefits, barriers, current trends and future perspectives', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 190, 114006.

Faia, R., Soares, J., Pinto, T., Lezama, F., Vale, Z. and Corchado, J. M., 2021. 'Optimal Model for Local Energy Community Scheduling Considering Peer-to-Peer Electricity Transactions', *IEEE Access*, 9, pp. 12420-12430.

Governo Português, 2019. Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050) – Estratégia de Longo Prazo para a Neutralidade Carbónica da Economia Portuguesa em 2050.

Gržanić, M., Morales, J. M., Pineda, S. and Capuder, T., 2021. 'Electricity Cost-Sharing in Energy Communities Under Dynamic Pricing and Uncertainty', *IEEE Access*, 9, pp. 30225-30241.

Hille, E., 2023. 'Europe's energy crisis: Are geopolitical risks in source countries of fossil fuels accelerating the transition to renewable energy?', *Energy Economics*, 127(Part A), 107061.

Igliński, B., Kiełkowska, U., Mazurek, K., Drużyński, S., Pietrzak, M. B., Kumar, G., Veeramuthu, A., Skrzatek, M., Zinecker, M. and Piechota, G., 2024. 'Renewable energy transition in Europe in the context of renewable energy transition processes in the world. A review', *Heliyon*, 10(24), e40997.

Leal Filho, W. et al., 2024. 'Prosumers and Sustainable Development: An International Assessment in the Field of Renewable Energy', *Sustainable Futures*, 7, 100158.

Li, J., Ye, Y., Papadaskalopoulos, D. and Strbac, G., 2021. 'Computationally Efficient Pricing and Benefit Distribution Mechanisms for Incentivizing Stable Peer-to-Peer Energy Trading', *IEEE Internet of Things Journal*, 8(2), pp. 734-747.

Liu, J., Yang, H. and Zhou, Y., 2021. 'Peer-to-peer trading optimizations on net-zero energy communities with energy storage of hydrogen and battery vehicles', *Applied Energy*, 302, 117578.

Long, C., Wu, J., Zhang, C., Thomas, L., Cheng, M. and Jenkins, N., 2017. 'Peer-to-Peer Energy Trading in a Community Microgrid', in *Proceedings of the IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Chicago, IL, USA.

Marrasso, E., Roselli, C. and Sasso, M., 2019. 'Electric efficiency indicators and carbon dioxide emission factors for power generation by fossil and renewable energy sources on hourly basis', *Energy Conversion and Management*, 196, pp. 1369-1384.

Martins, A. M., 2009. Mercado ibérico de eletricidade: simulação de um modelo em concorrência perfeita. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto.

Martins, I. L. dos S., 2020. Organização do setor elétrico em Portugal, o MIBEL e construção dos preços da energia elétrica no mercado primário. Dissertação (Mestrado) – Instituto Politécnico de Setúbal, Setúbal.

MIBEL – Conselho de Reguladores do MIBEL, .2022. A regulamentação financeira e os contratos de derivados sobre o MIBEL. [S.l.]: Conselho de Reguladores do MIBEL.

MIBEL – Conselho de Reguladores do MIBEL, 2024. Power Purchase Agreements (PPAs). [S.l.]: Conselho de Reguladores do MIBEL.

MME – Ministério de Minas e Energia, 2019. Sustentabilidade dos Serviços de Distribuição.

Molzahn, D. K. et al., 2017. 'A survey of distributed optimization and control algorithms for electric power systems', IEEE Transactions on Smart Grid, 8(6), pp. 2941-2962.

OMI – Grupo OMI, 2023. Relatório integrado OMI 2023. Madrid: Grupo OMI.

OMIE, 2024. Mercado da eletricidade. Madrid: OMIE.

OMIP, 2024. OMIP: sobre nós. Lisboa: OMIP.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2025. O que é o SIN.

Panarello, D. and Gatto, A., 2023. 'Decarbonising Europe – EU citizens' perception of renewable energy transition amidst the European Green Deal', Energy Policy, 172, 113272.

Parlamento Europeu, 2018. 'Diretiva (UE) 2018/2001, de 11 de dezembro de 2018', Jornal Oficial da União Europeia.

Parlamento Europeu, 2019. UE e Acordo de Paris: A caminho da neutralidade carbónica.

Pereira, H., Gomes, L. and Vale, Z., 2022. 'Peer-to-peer energy trading optimization in energy communities using multi-agent deep reinforcement learning', Energy Informatics, 5(S4), p. 44.

Porto Energy Hub, 2024. Autoconsumo Coletivo e Comunidades de Energia.

REN - Redes Energéticas Nacionais, 2025. Recorde de produção de renováveis abastece 71% do consumo de eletricidade em 2024. Lisboa: REN.

Rescoop, 2021. Comunidades de Energia: Um Guia Prático.

Ribeiro, L. et al., 2023. 'Technical and economical aspects of wholesale electricity markets: An international comparison and main contributions for improvements in Brazil', Electric Power Systems Research, 220.

Sadik-Zada, E. R. and Gatto, A., 2022. Civic engagement and energy transition in the Nordic-Baltic Sea Region: Parametric and nonparametric inquiries.

Silva, A. S., 2019. Análise e simulação de mercados locais de energia elétrica. Dissertação (Mestrado) – Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto.

Siqueira, A. M. Q., 2023. A geração distribuída e compartilhada em cooperativas no Estado de São Paulo. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo.

Śmiech, S., Karpinska, L. and Bouzarovski, S., 2025. 'Impact of energy transitions on energy poverty in the European Union', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 211, 115311.

Souto, P., 2026. 'ONS emite sinal amarelo para cortes de pequenos geradores no dia de jogo do Brasil', *MegaWhat*, 3 jul.

Todeschi, V., Marocco, P., Mutani, G., Lanzini, A. and Santarelli, M., 2021 'Towards Energy Self-consumption and Self-sufficiency in Urban Energy Communities', *International Journal of Heat and Technology*, 39(1).

UNFCCC, (n.d.). The Paris Agreement.

Villar, J., Mello, J. and Lopes, J., 2023. 'Coordenação com o sistema energético', in *Comunidades de Energia Renovável*.

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

Declaro ter conduzido este trabalho académico com integridade. Não plagiei ou apliquei qualquer forma de uso indevido de informações ou falsificação de resultados ao longo do processo que levou à sua elaboração.

Declaro que o trabalho apresentado neste documento é original e de minha autoria, não tendo sido utilizado anteriormente para nenhum outro fim.

Declaro ainda que tenho pleno conhecimento do Código de Conduta Ética do P.PORTO.

ISEP, Porto, 04 de julho de 2026.



Documento assinado digitalmente
JULIANA LOUREIRO VALENTIM SILVA
Data: 04/07/2026 20:30:35-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>